

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН АБДРАХМАНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Березовский Д.А.¹, Яковлев А.Л.², Самойлов А.С.³

¹*Заместитель начальника цеха филиала ООО «Газпром добыча Краснодар»,
Каневское газопромысловое управление, тел. 8-928-122-48-90,
daberezovskiy-gaz@rambler.ru*

²*Директор департамента проектирования ООО «КНГК-Групп»,
тел. 8-918-11-11-384, yakovlev@i-npz.ru*

³*Аспирант кафедры Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», тел.
8-918-45-67-003, aleksandr3105@inbox.ru*

В статье проведён анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Приведены факторы, ухудшающие проницаемость призабойной зоны пласта; рассмотрены методы, применяемые для увеличения производительности скважин; сделан выбор скважин для солянокислотной обработки; описано оборудование и материалы, применяемые при солянокислотной обработке. Показаны сущность метода СКО, технология проведения СКО и освоение скважины после СКО. Анализ эффективности проведения солянокислотной обработки на 10 скважинах показал, что дополнительная добыча составляет 4684 тонн, т.е. 468,4 тонн на 1 скважину. Средняя продолжительность эффекта – 9,55 месяца.

Ключевые слова: методы увеличения производительности скважин; выбор скважины для СКО; сущность метода СКО; оборудование и материалы, применяемые при СКО; технология проведения СКО; освоение скважины после СКО; анализ эффективности СКО.

1. Введение

Все отечественные и международные эксперты констатируют, что в условиях снижения мировых и внутренних цен на нефть добыча её для большинства нефтяных компаний убыточна. Отрасль превратилась в крупнейшего заемщика финансовых средств – как внутренних кредитов, так и внешних. Положение усугубляется тем, что со вступлением большинства высокопродуктивных месторождений в поздние стадии разработки удельный вес малодебитных скважин в общем фонде нефтяных скважин становится преобладающим по мере истощения энергетических ресурсов залежей разрабатываемых месторождений при отрицательной динамике воспроизводства запасов.

Одной из очевидных возможностей снижения себестоимости нефти, повышения рентабельности и увеличения внутренних инвестиционных ресурсов для российских нефтяных компаний является повышение коэффициента извлечения нефти. Прогресс в этом вопросе связывают с внедрением хорошо зарекомендовавших себя высокоэффективных вторичных и третичных методов добычи нефти. Развитие новых технологий, с одной стороны, обеспечит максимальное нефтеизвлечение, а с другой – минимизирует отрицательные последствия экономических кризисов. Среди большого многообразия таких технологий приоритетными в России являются физико-химические методы. Из них ведущую роль играют технологии на основе полимерных композиций, за счёт применения которых добывается более 60 % нефти.

2. Характеристика геологического строения эксплуатационного объекта

Абдрахмановская площадь находится в центральной части Ромашкинского месторождения и входит в состав Лениногорского, Альметьевского, Бугульминского, Азнакаевского и Сармановского районов РТ. По рельефу район отличается большой высотой, которая на юге достигает до 379 м. Климат отличается суровой зимой с сильными ветрами и жаркое лето. Средняя температура в

январе – 13-14 °С, а в июле +19 °С. По растительности эта территория относится к зоне лесостепи. Абдрахмановская площадь с восточной стороны граничит с Восточно-Сулеевской, Павловской, Южно-Ромашкинской площадями, а с западной стороны Минибаевской, Зай-Каратаевской и Альметьевской площадями. Площадь занимает территорию с севера на юг 25 км, с запада на восток 15 км. Ромашкинское месторождение является месторождением платформенного типа. Диаметр месторождения в пределах внешнего контура нефтеносности горизонта D_1 достигает 65-70 км, а сама площадь составляет 4000 км².

Наиболее поднятой является юго-западная часть месторождения. В пределах приподнятой части выделяется два максимума, которые отметке репера «верхний известняк» минус 1450 м соединяются между собой. Подошва репера «верхний известняк» занимает здесь на абсолютных отметках минус 1432÷1450 м. Первый максимум расположен прямо в центре Абдрахмановской площади. Второй (меньший) расположен на крайнем западе месторождения, в юго-западной части Минибаевской площади.

Ромашкинское месторождение многопластовое: здесь выявлены залежи нефти по 18 промышленно-нефтеносным горизонтам палеозоя. Коллекторами нефти являются мелко- и крупнозернистые песчаники и алевролиты. Пористость их достигает 30 %, проницаемость превышает 1 Дарси, иногда достигает 4 Дарси. Залежи относятся в основном к пластово-сводовым. Средний дебит нефти 2-3 тонн/сут. Нефть нижнего карбона значительно тяжелее нефти терригенного девона. Основным объектом эксплуатации являются залежи нефти пашийского D_1 и кыяновского D_0 горизонтов терригенного девона. В геологическом строении Абдрахмановской площади, как и на всём месторождении, принимают участие осадочные породы, начиная с девонской и заканчивая пермской системой.

3. Коллекторские свойства пласта

Эксплуатационный объект D_1 сложен переслаиванием песчаных, песчано-алевролитовых и аргиллитовых пород. Продуктивные породы представлены

хорошо отсортированными мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами. Общая мощность изменяется от 23 до 50 м и в среднем составляет 40 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 4 до 32 м. В результате многолетних исследований в ходе разработки в настоящее время в горизонте Д₁ выделяются 8 продуктивных пропластков: А; Б₁; Б₂; Б₃; В; Г₁; Г₂; Г₃Д. Средняя толщина высокопродуктивных неглинистых пластов колеблется от 3 до 4 м, но толщина Г₃Д выше 5 м. По характеру строения пласты объединены в две укрупнённые пачки: верхнепашийскую, включающую пять верхних пластов (А; Б₁; Б₂; Б₃; В), и нижнепашийскую, включающую три нижних пласта (Г₁; Г₂; Г₃Д).

В коллекторах верхней пачки сосредоточено 43,5 % балансовых, 49,09 % НИЗ, при этом наибольшая доля НИЗ сосредоточена в пласте А (11,1 %), наименьшая – в пласте Б₁ (4,5 %). Проницаемость коллекторов нижней пачки распределена достаточно сложно, отмечается повышение значения в восточной части, увеличивающейся с юга на север.

Распределение скважин по средневзвешенной проницаемости показывает, что более 40 % имеют проницаемость в пределах от 0,1 мкм² до 0,5 мкм² при среднем значении 0,415 мкм². В объектах нижней пачки сосредоточены 56,5 % балансовых запасов горизонта (59,1 % от НИЗ), из них значительная доля – на пласт Г₂ (23,3 %).

Вывод: Горизонт Д₁ является многопластовым объектом, расчленённым глинистыми пластами. По характеру строения пласты объединяются в верхнепашийскую, состоящую из линзовых пластов, и нижнепашийскую с площадным распространением коллекторов пачки пластов (таблица 1).

Таблица 1 – Основные параметры пласта

Параметр	Горизонт	Верхняя пачка А; Б ₁ ; Б ₂ ; Б ₃ ; В	Нижняя пачка Г ₁ ; Г ₂ ; Г ₃ Д
Начальная нефтенасыщенная толщина, м	18,2	7,9	10,3
Средняя пористость, доли ед.	0,2	0,18	0,21
Средняя проницаемость, доли ед.	0,35	0,26	0,415
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,84	0,69	0,62

4. Факторы, ухудшающие проницаемость призабойной зоны пласта

Основная причина низкой продуктивности скважин наряду с плохой естественной проницаемостью пласта и некачественной перфорацией – снижение проницаемости призабойной зоны пласта. Призабойной зоной пласта называется область пласта вокруг ствола скважины, подверженная наиболее интенсивному воздействию различных процессов, сопровождающих строительство скважины и её последующую эксплуатацию и нарушающих первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние пласта.

Само бурение вносит изменения в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Снижение продуктивности скважин при бурении происходит также в результате проникновения бурового раствора или его фильтрата в призабойную зону пласта. При взаимодействии фильтрата с пластовой минерализованной водой может происходить образование нерастворимых солей и выпадение их в осадок, набухание глинистого цемента и закупоривание порового пространства, образование стойких эмульсий и снижение фазовой проницаемости для нефти. Причинами низкой продуктивности скважин могут быть:

- некачественная перфорация вследствие применения маломощных перфораторов, особенно в глубоких скважинах, где энергия взрыва зарядов поглощается энергией больших гидростатических давлений;
- уплотнение пород в ПЗП за счёт гидродинамического воздействия в процессе строительства скважин;
- разбухание глинистого цемента пород-коллекторов, особенно при преобладании в его составе монтмориллонита;
- увеличение водонасыщенности пород ПЗП и снижение фазовой проницаемости для нефти при смене пластовой минерализованной воды на пресный буровой фильтрат;

- выпадение солей и асфальто-смолистых веществ на границе раздела «пресный фильтрат – минерализованная вода».

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит и при эксплуатации скважин, сопровождающейся нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного газа, парафина и асфальто-смолистых веществ, закупоривающих поровое пространство коллектора. Интенсивное загрязнение призабойной зоны пласта отмечается и в результате проникновения в неё рабочих жидкостей при проведении в скважинах различных ремонтных работ. Приёмистость нагнетательных скважин ухудшается вследствие закупорки перового пространства пласта продуктами коррозии, илом, нефтепродуктами, содержащимися в закачиваемой воде. В результате протекания подобных процессов возрастают сопротивления фильтрации жидкости и газа, снижаются дебиты скважин и возникает необходимость в искусственном воздействии на призабойную зону пласта с целью повышения продуктивности скважин и улучшения их гидродинамической связи с пластом.

5. Методы, применяемые для увеличения производительности скважин

По характеру воздействия на призабойную зону пласта все методы делятся на *химические, механические, тепловые и комплексные (физико-химические)*. В основу химических методов положено воздействие различными кислотами на породы призабойной зоны пласта с целью растворения частиц, засоряющих поровое пространство, и увеличения диаметров поровых каналов. Наиболее распространённым методом химического воздействия на призабойную зону пласта является солянокислотная обработка. Механические методы воздействия направлены на нарушение целостности горных пород за счёт расширения существующих или создания новых трещин. Их применение наиболее эффективно в плотных, низкопроницаемых коллекторах. Основным методом механического воздействия – гидравлический разрыв пласта. К ним относятся также гидропеско-

струйная перфорация, торпедирование, виброобработка. Тепловые методы призваны осуществлять прогрев призабойной зоны с целью расплавления и удаления из пласта тугоплавких агрегатных структур, а также снижения вязкости насыщающих флюидов. Эти методы применяются на месторождениях с высоковязкими нефтями, содержащими большое количество смол, парафинов, асфальтенов. К ним относятся электропрогрев, закачка теплоносителей, паропрогрев.

Методы комплексного воздействия на призабойную зону пласта, сочетающие в себе элементы химического, механического и теплового воздействий, применяются в сложных горно-геологических условиях, где проявляются одновременно несколько факторов, ухудшающих фильтрационные свойства пласта. К ним относятся термохимические обработки, внутрипластовые термохимические обработки, термогазохимическое воздействие. Кроме перечисленных методов, широкое применение получила обработка призабойной зоны пласта поверхностно-активными веществами, снижающими поверхностное натяжение на жидкой или твёрдой поверхности раздела вследствие их адсорбции на этих поверхностях. Выбор конкретного метода воздействия осуществляется на основе комплекса исследований, направленных на изучение состояния призабойной зоны пласта, состава пород и жидкостей, а также систематического обобщения и изучения геолого-промыслового материала по рассматриваемому объекту.

6. Выбор скважины для СКО

Солянокислотная обработка может применяться в скважинах, эксплуатирующих карбонатные, трещинно-поровые пласты любой толщины. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации. Обработки назначаются по определению текущего и потенциального коэффициентов продуктивности. Для проведения соляной обработки нагнетательных скважин следует выбирать скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- 1) приёмистость скважины более 500 м³/сут. и со временем снижение до 100 м³/сут. и ниже;
- 2) скважина должна изливать;
- 3) устьевая арматура и эксплуатационная колонна должны быть герметичными.

7. Сущность метода СКО

До обработки скважины исследуются на профиль притока. Снимается кривая восстановления давления для определения коэффициента проницаемости, пьезопроводности, приведённого радиуса. Для обработки ПЗП приготавливается 15% раствор HCl из расчёта 1,8-2,0 м³ на один метр мощности обрабатываемого пласта. Далее проводится промывка ПЗС водой от грязи со спуском НКТ до забоя. НКТ промывают 15% раствором HCl. Для этого 0,5 м³ раствора закачивается в НКТ и продавливается до нижнего конца, а затем обратной промывкой выбрасывается на поверхность. Для чистых или новых труб эта операция не производится. Закачивается приготовленный объём кислотного раствора. Продавка его производится водой при максимально возможной скорости. Продавочная жидкость берётся в 1,5 объёма НКТ. В случае обработки без пакера затрубное пространство заполняется водой. Далее скважину закрывают, и кислотный раствор оставляют в пласте для реагирования на 16 часов. Продукты реакции удаляют промывкой, после чего спускают глубинное оборудование и вводят скважину в эксплуатацию.

8. Оборудование и материалы, применяемые при СКО

При осуществлении технологического процесса по закачке соляной кислоты применяется следующее оборудование:

- агрегат Азинмаш-30А; СИН-32.03 (для закачки соляной кислоты в скважину);
- агрегат ЦА-320М (для определения приёмистости скважины перед проведением и после закачки, для продавки жидкости в пласт);

- бойлер АЦ-10 (для подвоза воды в отсутствие водовода, для промывки скважины);
- комплект оборудования для обвязки буфера арматуры скважины и водовода системы поддержания пластового давления;
- применяемый материал (соляная кислота 12-24 %).

8.1. Агрегат Азинмаш-30А; СИН-32

Азербайджанским институтом нефтяного машиностроения был сконструирован и изготовлен специальный агрегат Азинмаш-30 и установка СИН-32 – АО «Синергия» (г. Пермь) – для нагнетания различных жидких средств в скважины в процессе их текущего и капитального ремонта, а также при проведении других нефтепромысловых промывочно-продавочных работ.

8.2. Агрегат Азинмаш-30

Смонтирован на шасси автомашины КраЗ-219 с двигателем ЯАЗ-М206В. Агрегат имеет гуммированную резиной цистерну ёмкостью 8 м³, состоящую из двух отсеков – один ёмкостью 2,7 м³, другой ёмкостью 5,3 м³. Кроме того, для транспортировки дополнительного объёма кислоты агрегат снабжён ёмкостью на прицепе объёмом 6 м³, состоящую из двух отсеков по 3 м³ каждый. Азинмаш-30 оснащён трёхплунжерным горизонтальным насосом 2НК-500 одинарного действия.

8.3. СИН-32.03

Предназначен для транспортировки и нагнетания в скважину кислотных растворов. В состав установки входят: трёхплунжерный насос, навесной редуктор, коробка отбора мощности, ёмкость для кислотных растворов, трубопроводы, шарнирные коленья.

8.4. Характерные особенности СИН-32.03

- повышена стойкость ёмкости к воздействию кислот и нефтепродуктов за счёт применения стеклоуглепластикового покрытия;
- для улучшения контроля при работе оборудования показания с электронных датчиков уровня и давления выведены в кабину водителя;
- компактно расположены узлы навесного оборудования за счёт крепления редуктора на корпус насоса, что позволило оптимально расположить центр тяжести цистерны в центре тележки;
- значительно снижены вес и шумность установки с применением планетарного редуктора;
- снижен вес и повышена ремонтпригодность манифольда и шарнирного колена.

8.5. Техническая характеристика СИН-32.03

Номинальная мощность, кВт (л.с.)	176 (240)
Диаметр плунжера, мм	100; 125
Подача максимальная, л/с (м ³ /час)	50 (18)
Ёмкость цистерны, м ³	5
Масса, кг	12000
Габаритные размеры, мм	8000×2500×3200
Монтажная база	«Урал 55571-30»

8.6. Агрегат ЦА-320М

Агрегат монтируется на шасси грузового автомобиля ЯАЗ-219 или КрАЗ-219, имеющего в качестве тягового двигателя двухтактный дизель ЯАЗ-М206А. На шасси автомобиля на двух дополнительных рамах смонтированы поршневой насос 9Т, плунжерный вертикальный насос 1В, двигатель ГАЗ-51 с коробкой передач для привода насоса 1В, мерный бак и обвязка насосов. Поршневой насос 9Т приводится от тягового двигателя автомобиля. Подача насоса 9Т регу-

лируется изменением скорости вращения коленчатого вала при помощи коробки скоростей автомобиля. Мерный бак общей ёмкостью $6,4 \text{ м}^3$, разделённый вертикальной перегородкой пополам, установлен на задней части рамы автомобиля. В каждом отсеке бака установлены замерные рейки с делениями, соответствующими $0,1 \text{ м}^3$. Всасывающая линия поршневого насоса позволяет забирать жидкость из любого отсека мерного бака или ёмкости, установленной на земле. Максимальная производительность насоса 9Т $22,8 \text{ л/с}$ при давлении 40 кг/см^2 . Максимальное давление 400. Агрегаты ЦА-300 установлены на шасси автомобиля ЯАЗ-210 или МАЗ-200 и снабжены насосом 9Т, что и агрегат ЦА-320М.

8.7. Автоцистерна АЦ-10

Автоцистерна АЦ-10 имеет несущую цистерну и снабжена оборудованием для налива и слива нефтепродуктов. По уровню, группе, виду, температурному классу взрывозащиты АЦ-10 относится к изделиям общего назначения. Цистерна выполнена и оборудована баками для теплового расширения нефтепродуктов, лестницей и поручнями, обслуживается одним оператором-водителем. Отсек имеет горловину, трубу верхнего налива, индикатор уровня. Ограничение наполнения отсеков цистерны ручное, со звуковой сигнализацией при верхнем свободном наливе и автоматическое со звуковой сигнализацией при нижнем наливе сторонним насосом. АЦ-10 может комплектоваться тягачом, оборудованным насосной установкой производительностью 750 л/мин . Конструктивное исполнение автоцистерны позволяет эксплуатировать его в условиях умеренного климата. В состав автоцистерны входит тягач КрАЗ-260 и полуприцеп-цистерна, на которой установлено специальное оборудование: гидросистема, пневмосистема, шкафы управлений, ящики для укладки индивидуального ЗИП, электрооборудование. Конструкция автоцистерны позволяет производить указанные выше операции как с левого, так и с правого борта. Благодаря конструкции автонефтевоза, применённым материалам и комплектующим изделиям, достигается высокая надёжность и долговечность при его эксплуатации. Повышенное избыточное и вакуумметрическое давление в цистерне (+

0,32 ÷ – 0,16 кг/см²), что значительно снижает потери нефтепродуктов при малых давлениях. Выполняемые операции по каждому отсеку:

- откачивание насосом автоцистерны топлива из прицеп-цистерны;
- откачивание топлива из выдающих рукавов.

По заказу потребителя для заправки наземной техники фильтрованным топливом в гидросистеме автоцистерны может устанавливаться фильтр и счётчик жидкости.

8.8. Соляная кислота (HCl)

Представляет собой бесцветный водный раствор хлористого водорода с резким запахом, в присутствии железа или хлора слабо окрашена в желтовато-зелёный цвет. Соляная кислота активна и растворяет с выделением водорода все металлы, расположенные в ряду активности до водорода. Для нужд нефтяной промышленности заводы-изготовители поставляют синтетическую соляную кислоту техническую (ГОСТ 857-78). Массовая доля хлористого водорода в соляной кислоте должна составлять (не менее) 35 % (марка А) и 31,5 % (марка Б). Плотность ингибированной соляной кислоты содержанием HCl 22-28 % (ТУ 4814-42 или ТУ 6-01-714-77) 1154-118 кг/м³, температура замерзания – 58 °С.

Оптимальная концентрация соляной кислоты в растворе принимается равной 10-16 %. Применение кислоты с низкой концентрацией (менее 10 %) вызывает необходимость нагнетать в пласт большое количество воды, в результате чего может осложниться процесс освоения скважин после кислотной обработки. Применение кислоты с высокой концентрацией (более 16 %) также нежелательно, так как это приводит к образованию в пористой среде насыщенных высоковязких растворов хлористого кальция и хлористого магния, трудно извлекаемых из пласта.

9. Технология проведения СКО

Процесс солянокислотной обработки скважины заключается в нагнетании в пласт раствора соляной кислоты насосом или самотёком, если пластовое давление низкое. Скважину очищают от песка, грязи, парафина и продуктов коррозии. Для очистки стенок скважины от цементной и глинистой корки и от продуктов коррозии при открытом забое применяют кислотную ванну. При этом раствор кислоты подают на забой скважины и там выдерживают её, не продавливая в пласт. Перед обработкой скважины у её устья устанавливают необходимое оборудование и опрессовывают все трубопроводы на полуторакратное рабочее давление. В случае закачки раствора самотёком опрессовку оборудования не производят. Сначала скважину заполняют нефтью и устанавливают циркуляцию. Затем в трубы нагнетают подготовленный раствор соляной кислоты. Объём нефти, вытесненной из скважины через кольцевое пространство, измеряют в мернике. Количество первой порции кислоты, нагнетаемой в скважину, рассчитывают так, чтобы она заполнила трубы и кольцевое пространство от башмака труб до кровли пласта. После этого закрывают задвижку на отводе из затрубного пространства и остатки подготовленного кислотного раствора под давлением закачивают в скважину. Кислота при этом поступает в пласт. Оставшуюся в трубах и в нижней части скважины кислоту также продавливают в пласт водой или нефтью.

Нагнетать кислоту в пласт необходимо с максимально возможными скоростями, чтобы кислота проникла на большие расстояния от ствола скважины. После продавливания кислотного раствора в пласт скважину оставляют на некоторое время в покое для реагирования кислоты с породой, после чего пускают в эксплуатацию. При обработке слабопроницаемых пород часто удаётся прокачать в пласт сразу значительное количество кислоты. В этом случае хорошие результаты даёт двухстадийная обработка. На первой стадии в пласт закачивают 2-3 м³ раствора кислоты и выдерживают скважину под давлением в

течение нескольких часов. После того как давление в закрытой скважине снизится, закачивают вторую порцию кислоты 5-7 м³.

Кислотную обработку газовой скважины проводят так же, как и нефтяной. При этом глушение газового фонтана производится нагнетанием в скважину нефти, воды или глинистого раствора. Успешно применяются специальные кислотные обработки скважин через гидромониторные насадки – направленными струями кислоты высокого напора, которые способствуют быстрой и хорошей очистке ствола скважины.

10. Освоение скважины после СКО

После проведения ремонтных работ проводят освоение скважин. Освоением скважин называется комплекс работ по вызову притока жидкости и газа из пласта в эксплуатационную скважину. Сущность освоения скважины заключается в создании депрессии, т.е. перепада между пластовым и забойным давлением, с таким расчётом, чтобы пластовое давление превышало забойное. Достигается это двумя путями:

- 1) уменьшением плотности жидкости, находящейся в скважине;
- 2) снижением уровня жидкости в скважине.

В первом случае жидкость в скважине можно заменить на:

- глинистый раствор на воду, затем на нефть;
- минеральная вода – на пресную воду, затем на нефть;
- эмульсионный раствор на углеводородной основе – на нефть.

Количество нефти для замены должно быть не менее объёма эксплуатационной колонны. Во втором случае уровень в скважине снижают одним из следующих способов:

- свабированием;
- продавкой сжатым газом;
- спуском и откачкой жидкости электропогружным или штанговым насосами.

Свабирование заключается в постепенном снижении уровня жидкости, заполняющей скважину, при помощи сваба. Для возбуждения скважины свабом спускают НКТ до интервала перфорации. Каждую трубу перед спуском проверяют шаблоном, т.к. диаметр планшет сваба на 1-2 мм меньше диаметра НКТ. Освоение нагнетательных скважин проводится путём определения приёмистости скважины. Для этого в пласт закачивают под давлением несколько метров жидкости и определяют, за какое время данный объём жидкости закачивается в пласт.

11. Анализ эффективности СКО

Под эффективностью понимают увеличение дебита нефти добывающих и приёмистости воды водонагнетательных скважин в течение некоторого времени после проведённой обработки пласта. Часто такую эффективность называют технологической. До обработки дебит нефти 86,3 тонн/сут. был получен при депрессии 3 МПа, а после обработки такой же дебит нефти был получен при депрессии всего 1,1 МПа. Коэффициент продуктивности увеличился с 28,8 тонн/сут. · МПа $\left(\frac{86,3}{3} = 28,8 \right)$ до 78,4 тонн/сут. · МПа $\left(\frac{86,3}{1,1} = 78,4 \right)$, т.е. в 2,7 раза. Далее следят за изменением коэффициента продуктивности с целью определения продолжительности эффекта. Если нет возможности исследовать скважину, то эффективность обработки определяют путём сравнения среднего дебита нефти (или приёмистости воды) за 3-4 месяца до обработки с дебитом нефти (приёмистостью воды) непосредственно после обработки. В любом случае суммарный эффект обработки определяют путём сравнения того же среднего дебита нефти до обработки со средним дебитом нефти после обработки в течение всего эффективного периода работы скважины. Например, до обработки средний дебит нефти был равен 10 тонн/сут. в течение 100 дней. Тогда эффект будет равен $(15 - 10) \cdot 100 = 500$ тонн. Этот же результат можно получить и другим путём. Например, после обработки за эффективные 100 дней было добыто

1000 тонн нефти ($10 \cdot 100 = 1000$). Эффект равен $1500 - 1000 = 500$ тонн. Необходимо иметь в виду, что при оценке эффективности путём сравнения дебитов режим эксплуатации должен быть одинаковым до и после обработки.

Экономическая эффективность кислотных обработок в нефтяных добывающих скважинах определяется следующим образом. Рассчитывается так называемая условно-переменная часть эксплуатационных затрат на 1 тонну дополнительно добытой нефти после обработки. Эта часть затрат включает в себя затраты на энергию по извлечению, подготовку, сбор и транспорт нефти, затраты на ППД путём нагнетания воды и геологоразведочные работы. Определяется разница между отпускной ценой 1 тонны нефти и условно-переменной частью затрат на 1 тонну дополнительно добытой нефти в рублях; эта цифра умножается на весь объём дополнительно добытой нефти и получается экономия по добыче нефти.

Затем определяют затраты на проведение кислотной обработки, включающие стоимость подготовительно-заключительных работ и стоимость работ, связанных с непосредственным закачиванием раствора кислоты в скважину (стоимость работы насосных агрегатов и другого вспомогательного оборудования, кислоты, реагентов). Разность между экономией по добыче нефти и затратами на проведение кислотной обработки (т.е. стоимостью обработки) является экономической эффективностью. Аналогично может быть определена и экономическая эффективность кислотных обработок в водонагнетательных скважинах. Объём дополнительно закачанной в пласт воды определяется так же, как и объём дополнительно добытой нефти. Затраты на закачивание дополнительного объёма включают в себя затраты на её добычу, подготовку, транспортирование и нагнетание в пласт. В таблице 2 приведены результаты солянокислотных обработок призабойных зон скважин Абдрахмановской площади.

Таблица 2 – Результаты солянокислотных обработок призабойных зон скважин Абдрахмановской площади

№ скважины	Дебит нефти, тонн		Обводнённость, %		Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тонн
	до обработки	после обработки	до обработки	после обработки		
14292	0,6	1,5	89	88	6	260
14175	1,1	3,5	89	89	9	914
9005	1,1	1,5	76	78	9	231
1111	1,3	4,1	86	86	10	948
13813	1,1	2,2	79	82	11	502
13512	0,5	1,6	92	83	10	298
14015	1,2	1,2	88	88	9	136
18850	0,8	1,6	88	91	10	281
12314	1,1	2,4	91	88	11	591
2248	0,9	2,0	98	88	10,5	523
среднее значение на одну операцию						
	0,97	2,17	87,6	86,1	9,55	468,4

Проведём оценку результатов солянокислотных обработок скважин Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Процент успешности солянокислотных обработок призабойных зон скважин определяем по формуле:

$$K = \frac{n}{N} \cdot 100 \%,$$

где K – процент успешности; n – эффективные обработки ($n=9$); N – все обработки ($N=10$).

$$K = \frac{9}{10} \cdot 100 = 90 \, \%.$$

Находим, сколько нефти добыто в среднем на 1 скважину:

$$\frac{4684}{10} = 468,4 \text{ тонн.}$$

После обработки скважин обводнённость продукции увеличилась в 3 скважинах, уменьшилась в 4 скважинах и осталась неизменной 3 скважинах. В среднем на одну операцию обводнённость продукции уменьшилась с 87,6 до 86,1 %.

12. Выводы и предложения

Рекомендуется дальнейшее проведение солянокислотных обработок из-за их простоты и дешевизны. Выбор метода СКО призабойной зоны скважин определяется пластовыми условиями, т.е. зависит от коллекторских характеристик пласта (проницаемость, пористость, карбонатность, глинистость).

Также необходимо искать новые методы воздействия на пласт, комбинируя старые – механические методы с химическими. Например, ГРП + СКО, т.е. перфорация химически активной жидкостью, что позволяет при тех же параметрах воздействия увеличить размеры получаемых каверн.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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 гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1. – 348 с.
3. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 2. – 348 с.
4. Солянокислотная обработка в условиях ЛУПНП и КРС [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://otherreferats.allbest.ru/manufacture/00062773_0.html
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
7. 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.
8. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.

12. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2014. – № 2. – С. 27-33.
13. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт). Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции, посвящённой 85-летию доктора технических наук, профессора, академика РАЕН В.И. Кудинова (26-27 мая 2016 года, г. Ижевск). – Ижевск: Издательский дом «Удмуртский университет», 2016. – С. 427-437.
14. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Обоснование выбора технической системы при интенсификации добычи нефти на территории Краснодарского края // Журнал «Успехи современного естествознания». – Пенза: ООО «Издательский Дом «Академия Естествознания», 2016. – № 7. – С. 154-161.
15. Яковлев А.Л., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Оценка полноты обеспеченности технологизации при проведении интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара: ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7/2016. – С. 35-40.
16. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования при освоении скважин с помощью свабирования // Технические и технологические системы: Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24-26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – С. 266-275.
17. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., 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. – Часть 2. – С. 25-40.
18. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – М.: ВНИИОЭНГ, 2017. – № 1. – С. 50-54.
19. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения соляно-кислотной 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 Режим доступа: <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
20. Касем Мохаммед Яхья Хасан Гайлан, Очередыко Т.Б., Арутюнов Т.В. Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 3. – С. 189-207.
21. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Барамбонье Соланж. Анализ химических методов увеличения продуктивности скважин в ОАО «ТНК - Нижневартовск» // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02; URL: vsn.esrae.ru/2-8 (дата обращения: 10.11.2017).

REFERENCES

1. Antoniadi D.G., Savenok O.V., SHostak N.A. Teoreticheskie osnovy razrabotki neftnykh i gazovykh mestorozhdenij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 203 s.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfal'to-smolo-parafinovye otlozheniya i gidra-toobrazovaniya: preduprezhdenie i udalenie: v 2 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2011. – T. 1. – 348 s.
3. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfal'to-smolo-parafinovye otlozheniya i gidra-toobrazovaniya: preduprezhdenie i udalenie: v 2 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2011. – T. 2. – 348 s.
4. Solyanokislotnaya obrabotka v usloviyakh LUPNP i KRS □EHlektronnyj resurs□. Rezhim dostupa: http://otherreferats.allbest.ru/manufacture/00062773_0.html
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oslozhneniya i avarii pri stroitel'stve neftnykh i gazovykh skvazhin. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2010. – 522 s.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Zakanchivanie neftnykh i gazovykh skvazhin: teoriya i praktika. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2010. – 539 s.
7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. EHkologiya pri stroitel'stve neftnykh i gazovykh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 603 s.
8. Savenok O.V. Optimizatsiya funkcionirovaniya ehkspluatatsionnoj tekhniki dlya povy-sheniya ehffektivnosti neftepromyslovyykh sistem s oslozhnyonnymi usloviyami dobychi. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2013. – 336 s.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftnykh i gazovykh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2012-2015. – T. 1-4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftnykh i gazo-vykh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2013-2014. – T. 1-4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V., YAreimichuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya nef-tyanykh i gazovykh skvazhin. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2016. – 576 s.
12. Berezovskij D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Predposylki i zadachi modelirovaniya gornyykh porod s tochki zreniya ustanovleniya uslovij nastupleniya faktorov oslozhneniya dobychi // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNOLOGII (politekhnicheskij vest-nik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2014. – № 2. – S. 27-33.
13. YAKovlev A.L., Savenok O.V. Analiz prichin i posledstvij narusheniya ehkologicheskoy bezopasnosti pri intensivizatsii dobychi nefti na mestorozhdeniyakh Krasnodarskogo kraya // Sovremennyye tekhnologii izvlecheniya nefti i gaza. Perspektivy razvitiya mine-ral'no-syr'evogo kompleksa (rossijskij i mirovoj opyt). Sbornik materialov Vserossijskoj nauchno-prakticheskoy konferencii, posvyashchyonnoj 85-letiyu doktora tekhnicheskikh nauk, professora, akademika RAEN V.I. Kudinova (26-27 maya 2016 goda, g. Izhevsk). – Izhevsk: Izdatel'skij dom «Udmurtskij universitet», 2016. – S. 427-437.
14. YAKovlev A.L., Savenok O.V. Obosnovanie vybora tekhnicheskoy sistemy pri intensivizatsii dobychi nefti na territorii Krasnodarskogo kraya // ZHurnal «Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya». – Penza: OOO «Izdatel'skij Dom «Akademiya Este-stvoznaniya», 2016. – № 7. – S. 154-161.
15. YAKovlev A.L., CHujkin E.P., Savenok O.V. Ocenka polnoty obespechennosti tekhnolo-gizatsii pri provedenii intensivizatsii dobychi nefti na mestorozhdeniyakh Krasnodarskogo kraya // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Neft'. Gaz. Novacii». – Samara: OOO «Redakciya zhurnala «Neft'. Gaz. Novacii», 2016. – № 7/2016. – S. 35-40.
16. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Gidrodinamicheskie issledovaniya pri osvoenii skvazhin s pomoshch'yu svabirovaniya // Tekhnicheskie i tekhnologicheskie sistemy: Materialy vos'moj mezhdunarodnoj nauchnoj konferencii «TTS-16» (24-26 noyabrya 2016 goda) / FGBOU VO

- «KubGTU», KVVAUL im. A.K. Serova; pod obshchey redakciej B.H. Gajtova. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2016. – S. 266-275.
17. Berezovskij D.A., YAKovlev A.L., Kusov G.V. Tekhnika i tekhnologiya provedeniya kislotnogo gidravlicheskogo razryva plasta // Sbornik statej nauchno-informacionnogo centra «Znanie» po materialam XXI mezhdunarodnoj zaochnoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Razvitie nauki v XXI veke» (16 yanvarya 2017 goda, g. Har'kov). – H.: nauchno-informacionnyj centr «Znanie», 2017. – CHast' 2. – S. 25-40.
 18. YAKovlev A.L., Savenok O.V. Narusheniya ehkologicheskoy bezopasnosti pri intensivizatsii dobychi nefi na mestorozhdeniyah Krasnodarskogo kraya // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Zashchita okruzhayushchej sredy v neftegazovom komplekse». – M.: VNIIOEHNG, 2017. – № 1. – S. 50-54.
 19. Berezovskij D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. Analiz provedeniya solyanokislotnoj obrabotki skvazhin na Sredne-Makarihinskom mestorozhdenii // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 goda): v 5 tomah: sbornik statej [pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok]. – Krasnodar: Izdatel'skij Dom – YUG, 2017. – T. 2: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mesto-rozhdenij. – S. 30-38 Rezhim dostupa: <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
 20. Kasem Mohammed YAh'ya Hasan Gajlan, Ochered'ko T.B., Arutyunov T.V. Obosnovanie rabot po kislotnoj obrabotke karbonatnyh plastov Petropavlovskogo mestorozhdeniya // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHOLOGII (politekhnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2017. – № 3. – S. 189-207.
 21. YAKovlev A.L., Samojlov A.S., Barambon'e Solanzh. Analiz himicheskikh metodov uvelicheniya produktivnosti skvazhin v OAO «TNK - Nizhnevartovsk» // Vestnik studencheskoj nauki kafedry informacionnyh sistem i programmirovaniya. – 2017. – № 02; URL: vs.n.esrae.ru/2-8 (data obrashcheniya: 10.11.2017).

ANALYSIS OF APPLICATION OF SALT-ACID PROCESSING OF SURFACE ZONE OF WELLS OF ABDRAHMANOVSKAYA SQUARE OF ROMASHKIN DEPOSIT

Berezovskiy D.A.¹, Yakovlev A.L.², Samoylov A.S.³

¹*Deputy chief of department of the branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»,
Kanevskoe gas field management*

²*Head of the Design Department LLC «KNGK-Group»*

³*Graduate student of oil and gas engineering department by name of the professor
G.T. Vartumyan Kuban state technological university*

The article analyzes the application of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole well zones of the Abdrakhmanovskaya area of the Romashkinskoye field. The factors that worsen the permeability of the bottomhole formation zone are given; the methods used to increase the productivity of wells are considered; a choice of

wells for hydrochloric acid treatment was made; describes the equipment and materials used in the hydrochloric acid treatment. The essence of the hydrochloric acid treatment method, the technology of conducting hydrochloric acid treatment and well development after the hydrochloric acid treatment are shown. Analysis of the efficiency of the hydrochloric acid treatment at 10 wells showed that the additional production is 4,684 tons, i.e. 468.4 tons per 1 well. The average duration of the effect is 9.55 months.

Keywords: methods to increase the productivity of wells; selection of a well for hydrochloric acid treatment; essence of the method of hydrochloric acid treatment; equipment and materials used in hydrochloric acid treatment; technology of hydrochloric acid treatment; well development after hydrochloric acid treatment; analysis of the efficiency of hydrochloric acid treatment.