

Баязитов Ташбулат Нафикович

студент второго курса магистратуры

Уфимский государственный нефтяной технический университет

г. Уфа, Российская Федерация

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН СОЛЯНОЙ КИСЛОТОЙ НА ИШИМБАЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Аннотация

В статье рассматривается проблема снижения продуктивности добывающих скважин на поздней стадии разработки Ишимбайского нефтяного месторождения. Проанализированы причины кольтматации призабойной зоны пласта в условиях трещиновато-поровых карбонатных коллекторов. Обосновано применение комплексной технологии солянокислотного воздействия, включающей предварительную очистку от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и использование самоотклоняющихся кислотных составов на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ) для увеличения охвата пласта воздействием.

Ключевые слова

Ишимбайское месторождение, карбонатный коллектор, призабойная зона пласта (ПЗП), солянокислотная обработка (СКО), асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), вязкоупругие ПАВ, отклонители потока, интенсификация добычи нефти.

Abstract

The article discusses the problem of reducing the productivity of producing wells at the late stage of development of the Ishimbay oil field. The reasons for the colmatation of the bottom-hole zone of the reservoir in the conditions of fractured-porous carbonate reservoirs are analyzed. The application of a comprehensive technology of hydrochloric acid treatment, including pre-treatment from asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) and the use of self-deviating acid compositions based on viscoelastic surfactants (VUPAV) to increase the coverage of the reservoir by the treatment, is substantiated.

Keywords

Ishimbayskoye field, carbonate reservoir, bottom-hole zone (BHA), hydrochloric acid treatment (HCA), asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD), viscoelastic surfactants, flow deflectors, oil production intensification.

Введение

Ишимбайское нефтяное месторождение, являющееся одним из старейших разрабатываемых активов Республики Башкортостан, в настоящее время находится на поздней стадии эксплуатации. Данный этап характеризуется высокой степенью выработанности активных запасов, прогрессирующей обводненностью продукции и падением дебитов скважин. Основная доля остаточных запасов углеводородов приурочена к низкопроницаемым и макродренируемым зонам трещиновато-поровых карбонатных коллекторов (известняков и доломитов) [1].

В процессе длительной эксплуатации гидродинамическая связь скважины с пластом существенно ухудшается. Это обусловлено формированием мощного скин-эффекта за счет выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), отложения неорганических солей и изменения смачиваемости породы в призабойной зоне пласта (ПЗП) [2]. В связи с этим актуальной задачей является выбор и обоснование эффективных методов интенсификации притока.

Материалы и методы исследования

Традиционным методом обработки карбонатных коллекторов является солянокислотная обработка (СКО). Однако стандартная закачка 12–15% водного

раствора HCl на Ишимбайском месторождении демонстрирует снижение технологической эффективности. Главный недостаток традиционной СКО заключается в высокой скорости реакции соляной кислоты с карбонатами в пластовых условиях. Кислота вырабатывается в первых сантиметрах от ствола скважины, уходя по пути наименьшего сопротивления в наиболее проницаемые, часто обводненные, интервалы [3]. Это приводит к промыву высокопроницаемых каналов и преждевременному прорыву вод, оставляя низкопроницаемые нефтенасыщенные пропластки нетронутыми.

Для решения данной проблемы предлагается технология комплексного воздействия на ПЗП, состоящая из двух последовательных этапов:

1. Организация углеводородной ванны с применением взаимных растворителей.
2. Закачка самоотклоняющейся солянокислотной композиции на основе вязкоупругих ПАВ (ВУПАВ).

Результаты и их обсуждение

Первый этап комплексного воздействия направлен на деструкцию органических кольматантов. Поскольку порода в ПЗП гидрофобизирована тяжелыми компонентами нефти, прямая подача кислоты малоэффективна – кислота не контактирует с породой. Использование углеводородного растворителя позволяет удалить АСПО с поверхности поровых каналов и восстановить гидрофильность карбонатной матрицы [4].

На втором этапе применяется солянокислотный состав, модифицированный добавками ВУПАВ. Механизм действия данной самоотклоняющейся системы заключается в следующем: в исходном состоянии кислотный раствор имеет низкую вязкость и легко проникает в наиболее проницаемые интервалы пласта. По мере реакции HCl с карбонатами происходит истощение кислоты (снижение концентрации ионов водорода) и накопление солей (ионов кальция и магния) [5].

Изменение pH среды и рост минерализации провоцируют мицеллярный переход: сферические мицеллы ВУПАВ перестраиваются в длинные

червеобразные структуры. Это приводит к резкому скачкообразному росту вязкости отработанного раствора непосредственно в пласте. Образующийся высоковязкий гель создает временный экран в промытом высокопроницаемом интервале, перераспределяя потоки свежих порций кислоты в менее проницаемые, неохваченные дренированием нефтенасыщенные зоны [6].

Расчеты показывают, что применение ВУПАВ в условиях макронеоднородных пластов Ишимбайского месторождения позволяет существенно увеличить охват пласта воздействием и глубину проникновения активного реагента в матрицу породы. При контакте отклоняющего геля с пластовой нефтью при освоении скважины мицеллярные структуры разрушаются, вязкость системы падает до уровня воды, что обеспечивает полный вызов притока без риска блокировки пласта.

Для оценки технологической и экономической целесообразности был проведен прогнозный расчет профиля добычи типичной скважины Ишимбайского месторождения. Данные расчетного моделирования для традиционной 15 % HCl и предложенной комплексной технологии с ВУПАВ приведены в таблице 1 и визуализированы на рисунке 1.

Таблица 1. Сравнительная динамика дебита скважины по нефти после различных видов ОПЗ

Месяц после обработки	Дебит нефти (т/сут) – Базовая СКО (15 % HCl)	Дебит нефти (т/сут) – Комплексная технология (ВУПАВ)
До обработки (0)	2,1	2,1
1	5,8	7,4
2	4,2	6,8
3	3,3	6,1
4	2,8	5,5
5	2,4	4,9

6	2,2	4,4
---	-----	-----

Динамика, представленная на Рисунке 1, наглядно демонстрирует, что базовая СКО дает кратковременный эффект: резкий рост дебита сменяется быстрым падением из-за прорыва вод по промытым высокопроницаемым каналам. В то же время технология самоотклоняющейся кислоты на основе ВУПАВ обеспечивает не только более высокий стартовый дебит, но и значительно более плавное падение производительности. Это подтверждает вовлечение в работу низкопроницаемых нефтенасыщенных интервалов и получение стабильного прироста по чистой нефти.

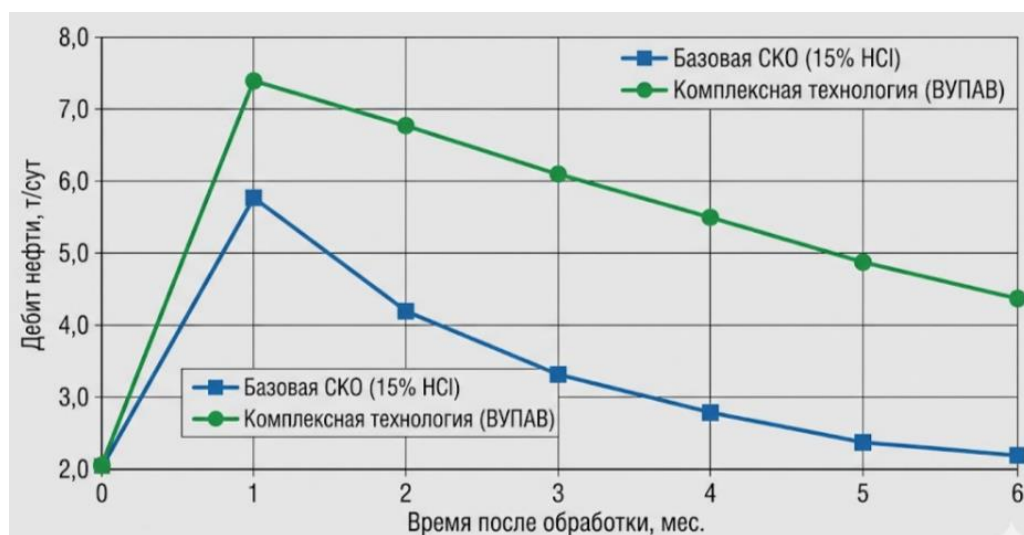


Рисунок 1 – Сравнительная промысловая эффективность кислотного воздействия на типичную скважину Ишимбайского месторождения

Таким образом, выбор технологии комплексного солянокислотного воздействия на ПЗП скважин Ишимбайского месторождения геологически и технологически обоснован. Предварительная очистка растворителями обеспечивает необходимый контакт кислоты с породой, а применение самоотклоняющихся систем на основе ВУПАВ позволяет нивелировать негативное влияние макронеоднородности пласта. Внедрение предложенного комплекса мероприятий позволит не только снизить скин-фактор, но и

существенно увеличить охват пласта воздействием, вовлекая в разработку низкопроницаемые пропластки. Это в конечном итоге приведет к увеличению дебитов скважин по нефти, увеличению текущего коэффициента извлечения нефти (КИН) и снижению темпов обводнения на поздней стадии разработки месторождения.

© 2026

Список использованной литературы

1. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2011. – 464 с.
2. Галлямов И.М. и др. Анализ эффективности применения физико-химических методов интенсификации добычи нефти на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – С. 78-82.
3. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А. и др. Кислотные обработки скважин и физико-химия пластовых процессов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 308 с.
4. Токарев М.А. Комплексный анализ геологической и технологической информации при разработке нефтяных месторождений. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 230 с.
5. Литвин В.Т., Кузьмин М.И. Современные потокоотклоняющие технологии на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ для стимуляции карбонатных коллекторов // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2021. – № 3. – С. 44-50.
6. Chang F., Qu Q., Nasr-El-Din H.A. A Study of Diversion Mechanisms of Viscoelastic Surfactant-Based Self-Diverting Acids // SPE Journal. – 2018. – Vol. 13. – P. 13-22.