

# Комплексный подход снижает затраты АО «Татнефтеотдача» на кислотную обработку многоствольных скважин на 24%

Синергетический эффект применения Discovery MLT и оптимизированной кислотной системы VDA повышает дебит скважин в 2,5 раза, Россия

## ЗАДАЧА

Сократить операционное время и затраты при оптимальном выполнении интенсификации притока в многоствольных скважинах в карбонатном коллекторе с трудноизвлекаемыми запасами нефти с аномальными параметрами вязкости и подвижности

## РЕШЕНИЕ

Спроектировать и выполнить кислотные обработки с применением вязкоупругой отклоняющейся системы VDA и системы эмульгированной кислоты, с закачкой в ГНКТ и с использованием системы захода в боковые стволы Discovery MLT

## РЕЗУЛЬТАТ

- Прирост дебита жидкости на 150% после проведения ОПЗ
- Увеличение коэффициента продуктивности на 12% по сравнению с соседней скважиной после проведения ОПЗ другой сервисной компанией
- Сокращение затрат времени на проектирование и операции на 58% по сравнению с ОПЗ в соседней скважине
- Сокращение стоимости проектирования и операций на 24% по сравнению с ОПЗ в соседней скважине
- Увеличение продолжительности эффекта ОПЗ по сравнению с соседними скважинами
- Экономия более 1,6 млн долл. США по итогам кампании по ОПЗ 2017 г.



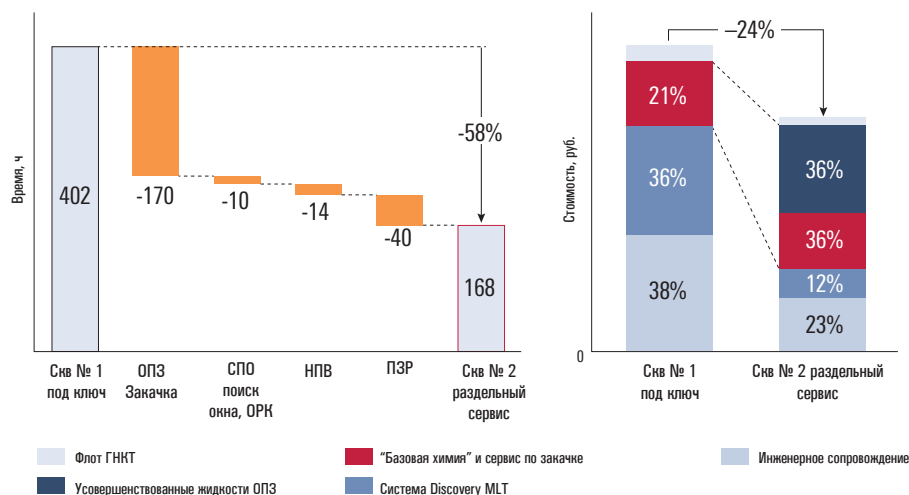
## Быстрое падение дебита после комплексной кислотной обработки

В 2016 году компанией АО «Татнефтеотдача» были пробурены две 4-ствольные горизонтальные скважины на Степноозерском месторождении суммарной длиной открытого ствола ~ 1250 м каждая. Горизонтальные и многоствольные скважины на данном месторождении дают коммерческие притоки и без проведения кислотных обработок, но дополнительная интенсификация притока позволяет существенно увеличить экономическую эффективность проекта.

Вязкость нефти при пластовой температуре изменяется от 244,0 до 581,0 мПа\*с, среднее значение вязкости – 383,0 мПа\*с. Нефть также обладает аномалиями вязкости и подвижности, что при пластовой температуре делает ее неньютоновской жидкостью. Такое поведение объясняется образованием в ней пространственной структуры из асфальтеновых частиц. Кроме того, отмечается значительное увеличение вязкости нефти с глубиной. В итоге нефть становится неподвижной на уровне водонефтяного контакта.

Для проведения ОПЗ одноствольных горизонтальных скважин данного месторождения компания «Татнефтеотдача» привлекала сервисную компанию, предоставляющую услуги «под ключ» по кислотным обработкам и насосным операциям с применением ГНКТ. Для обработки первой многоствольной скважины (скв. №1) компания обратилась к «Шлюмберге» с целью использования системы Discovery MLT для селективного захода в боковые стволы и обеспечения кислотных обработок с использованием материалов сторонней компании.

Система Discovery MLT в режиме реального времени позволяет найти нужный боковой ствол и войти в него. Затем система запоминает ориентацию окна и следит за ориентацией КНБК, что упрощает поиск остальных боковых стволов. Даже при успешном заходе в боковой ствол, продолжительность ОПЗ была значительной, что увеличивало ее стоимость. Кроме того, несмотря на прирост дебита после ОПЗ, спустя 6 месяцев наблюдалось начало его падения.



Целенаправленная оптимизированная кислотная обработка и эффективная интеграция сервисов позволили увеличить производительность скважины, отсрочить падение дебита и оптимизировать стоимость и эффективность операций.

Для оптимизации временных затрат на ОПЗ и для увеличения продолжительности эффекта ОПЗ на скважине №2 «Татнефтеотдача» разделила объем работ между тремя сервисными компаниями. Специалисты «Шлюмберге» отвечали за применение системы Discovery MLT, проектирование целевой ОПЗ и предоставление оптимизированной жидкостной системы для ОПЗ.

### Подбор кислот и проектирование ОПЗ повышают эффективность

После предварительных лабораторных испытаний с использованием предоставленных заказчиком кернов, соляной кислоты, пластовой нефти и воды, инженеры «Шлюмберге» выбрали 17% адаптированную соляную кислоту в качестве основной жидкости обработки. Поскольку скважина уже находилась в эксплуатации до ОПЗ, инженеры рекомендовали провести предварительную очистку ПЗП при помощи универсального растворителя для удаления углеводородной пленки и минимизации риска образования нежелательных эмульсий. Затем предполагалось закачать эмульгированную кислоту с растворителем для решения двух задач: растворения тяжелых углеводородов и увеличения контакта кислоты с кальцитовой породой.

С целью равномерной обработки неоднородных целевых интервалов была применена бесполимерная самоотклоняющаяся кислотная композиция VDA для отклонения жидкости от высокопроницаемых зон. По мере реакции кислоты с породой ее вязкость увеличивается, что приводит к временному закупориванию каналов проницаемости. Позднее кислотная система разлагается при контакте с растворителем или добываемыми углеводородами.

Для проведения кампании по интенсификации притока инженеры рекомендовали выполнять кислотную обработку интервалов с наилучшими ФЕС для получения максимального эффекта от ОПЗ и максимальной продуктивности, чтобы избежать затрат времени и расхода кислоты на малоперспективные зоны. Предполагалось, что такой целевой подход в сочетании с применением системы Discovery MLT позволил бы существенно снизить общее время ОПЗ, при этом повысив эффективность обработки.

Целенаправленная оптимизированная кислотная обработка и эффективная интеграция сервисов позволили увеличить производительность скважины, отсрочить падение дебита и оптимизировать стоимость и эффективность операций.

### Дебит увеличивается, временные затраты и стоимость снижаются

Компания «Татнефтеотдача» осуществляла надзор и организацию работ на скважине №2. Работы начались с совещания по «проведению ОПЗ на бумаге», в ходе которого участники работ решили вопросы совместимости оборудования, деловой культуры и взаимодействия персонала.

После проведения ОПЗ на скважине №2 дебит жидкости увеличился в 2,5 раза. Расчетные коэффициенты продуктивности скважин №1 и №2 составили 0,24 м3/сутки/бар и 0,27 м3/сутки/бар соответственно, т.е. у скважины №2 это значение на 12% больше.

Продуктивность скважины №1 начала резко падать через 6 месяцев после ОПЗ, но небольшой приток в скважине все еще наблюдался как минимум в течение 12 месяцев. В скважине №2 улучшение продуктивности наблюдалось без падения дебита в течение более 9 месяцев.

С точки зрения затрат, при ОПЗ на скважине № 2 экономия составила 234 часа (58%) по сравнению с ОПЗ в скважине №1. Кроме того, несмотря на применение специализированной кислотной системы на скважине №2, целенаправленный характер обработки позволил сэкономить 24% от общей стоимости операции по сравнению со скважиной №1. Проведенные работы показали эффективность системы захода в боковые стволы Discovery MLT и технологий «Шлюмберге», что позволило продлить кампанию по ОПЗ еще на год.

В 2017 году компания «Шлюмберге» выполнила интенсификацию притока еще в 13 скважинах, из них 9 многоствольных. Фактическая экономия АО «Татнефтеотдача» по итогам данной кампании превысила 1,6 млн долларов США.