

ГЛУШЕНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПЕРЕД ПОДЗЕМНЫМ РЕМОНТОМ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Мардашов Д.В.¹, Рогачев М.К.²

¹ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»: Mardashov_DV@pers.spmi.ru

²ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

OIL WELL KILLING DURING WORKOVER OPERATIONS IN COMPLICATED CONDITIONS

Mardashov D.V.¹, Rogachev M.K.²

¹Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "St. Petersburg Mining University":

Mardashov_DV@pers.spmi.ru

²Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technical University"

Keywords: *workover operations, well killing operation, well killing fluid, takeover, abnormally low reservoir pressure*

Summary. Well killing of the production wells before workover operations in final-stage oil and gas-condensate field's production can be complicated by abnormally low formation pressure, carbonate type of reservoir rocks and high gas-oil ratio. These issues lead to the intensive absorption of technological fluids by the formation and gas ingresses, which increases the time of killing wells and putting them on production, reduction of productivity and additional OPEX. Therefore, it is crucial to develop a high-performance well-killing compositions that would allow improving the efficiency of killing wells in complicated geological, physical and technological conditions. Laboratory and methodological complex for physical modeling of oil well killing operation was created at the Mining University in order to develop new technological fluids for well killing operation. Using this complex, a number of blocking emulsion and polymer fluids for well killing operation have been developed, ensuring the preservation of filtration characteristics of the bottomhole formation zone with various types of reservoir rocks. The results of field tests of the developed killing technologies have shown technological efficiency in the form of an increase in the flow rates of oil, a reduction in the timing of their commissioning, as well as a reduction in the water content of the produced fluids.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Значительная часть нефтяных месторождений России характеризуется повышенной обводненностью добываемой продукции, пониженным пластовым давлением, высоким газовым фактором, снижением продуктивности скважин, а также увеличением степени износа подземного оборудования. Данные осложнения требуют значительных затрат на применение передовых технологий для поддержания требуемого уровня добычи углеводородов, которые, как правило, реализуются с помощью текущего и капитального ремонта скважин. При этом увеличивается не только частота, но и сложность подземных ремонтов. В результате роста числа ремонтных работ будет увеличиваться и количество подготовительных мероприятий, сопровождающихся глушением скважин (Мардашов, 2022).

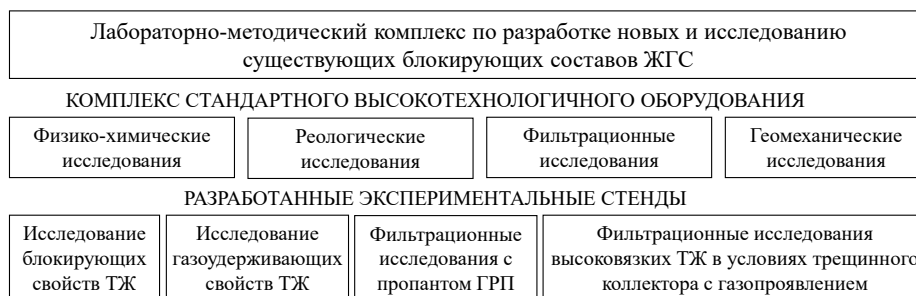
Традиционные методы глушения скважин, применяемые на подавляющем большинстве разрабатываемых месторождений и основанные на использовании водных растворов солей, оказывают существенное негативное воздействие на фильтрационные свойства пород-коллекторов призабойной зоны пласта (ПЗП). Используемые сегодня блокирующие составы для глушения скважин не всегда обеспечивают надежную изоляцию и защиту ПЗП, особенно в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД), высокого газового фактора, повышенной естественной и искусственной (вследствие гидравлического разрыва пласта (ГРП)) трещиноватости, высокой неоднородности пласта и т.д. Несответствие свойств применяемых жидкостей глушения геолого-промысловым и технологическим условиям скважин, как правило, приводит к различным негативным последствиям в виде значительного поглощения жидкости глушения скважин (ЖГС) продуктивным пластом, газопроявления, формирования обводненной зоны с модифицированной фазовой проницаемостью и др. В итоге данные

негативные последствия могут привести к необходимости повторного глушения скважины, либо увеличения объема закачиваемой в нее технологической жидкости. При этом потребуются значительные затраты средств и времени как на сам процесс глушения скважины, так и на ее освоение и последующий вывод на режим эксплуатации. Это, в свою очередь, негативно влияет на продуктивность скважины и приводит к значительным потерям по добыче нефти из-за простоев, а также длительных сроков ее освоения и вывода на режим (Мардашов, 2021; Мардашов, 2022).

В связи с этим работа, направленная на создание научно-методических основ проектирования процесса глушения нефтедобывающих скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях их эксплуатации, а также разработку эффективных рецептур жидкостей глушения и технологий их применения, является актуальной задачей для нефтегазовой отрасли.

Метод (и/или Теория)

С целью физического моделирования процессов глушения и освоения нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации создан лабораторно-методический комплекс, оснащенный высокотехнологичным оборудованием и специально разработанными экспериментальными стендами. Отличительной особенностью данного комплекса является возможность моделирования процессов течения и фильтрации высоковязких технологических жидкостей, в том числе с кольматантом-наполнителем, в системе «скважина – ПЗП», обеспечивая при этом имитацию осложненных условий эксплуатации скважин (аномально низкое пластовое давление, трещинный коллектор, высокий газовый фактор, ГРП) (рис.).



Состав лабораторно-методического комплекса по исследованию ЖГС (Мардашов, 2022)

Обсуждение результатов

В результате проведенных исследований разработаны новые блокирующие составы жидкостей глушения скважин с использованием реагентов отечественного производства, а также установлена область их эффективного применения (табл.) (Мардашов, 2021; Мардашов, 2022):

- Блокирующий состав обратной водонефтяной эмульсии ОВНЭ (соотношение водной и углеводородной фаз – 80/20 %), стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2 (1-1.5 % мас.).
- Блокирующий полимерный состав БПС, представляющий собой сшитую полимерную систему на основе ксантановой камеди (0.5-1.0 % мас.), структурированную ацетатом хрома (0.15 % мас.), с добавлением регулятора времени гелеобразования (0.12-0.65 % мас.) (водно-спиртового раствора органических комплексонов).
- Блокирующие эмульсионный ОВНЭ-МК и полимерный БПС-МК составы с мраморной крошкой (5 % мас. МК-500 (при раскрытости трещин не более 0.5 мм) или 3% МК-500 + 3% МК-1000/1500 (при раскрытости трещин более 0.5 мм).
- Интенсифицирующий состав ОКНЭ (соотношение водной и углеводородной фаз – 50/50 %), стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2 (1% мас.), с использованием в качестве дисперсной фазы водного раствора соляной кислоты.

При приготовлении эмульсионных блокирующих составов использовался разработанный совместно с ООО «Синтез-ТНП» эмульгатор обратных эмульсий ЯЛАН-Э2. Данный реагент способен эмульгировать не только водные солевые растворы, но и кислоты, что позволяет использовать его для получения гидрофобно-эмульсионных составов, применяемых при: глушении скважин перед подземным ремонтом; кислотной обработке добывающих скважин; ограничении водопритока в добывающие скважины; выравнивании фронта вытеснения в неоднородных коллекторах; выравнивании профиля приемистости нагнетательных скважин; защите подземного нефтегазопромыслового оборудования от коррозии (Мардашов, 2021; Мардашов, 2022).

Область эффективного применения разработанных блокирующих составов (Мардашов, 2022)

Наименование разработанного состава	Тип коллектора	Проницаемость	Обводненность	АНПД	Газовый фактор, м ³ /м ³	ГРП	t, °C
ОВНЭ	терригенный	низкая	малая и средняя (менее 60%)	нет	менее 150	нет	90
ОВНЭ-МК	карбонатный	любая	любая	Да	менее 150	да	90
БПС	терригенный	средняя и высокая	высокая (более 60%)	нет	150-300	нет	80
БПС-МК	карбонатный	любая	любая	да	150-300	да	80
ОВНЭ / ОВНЭ-МК + БПС	любой	любая	любая	да	более 300	да	80-90
ОКНЭ	карбонатный	средняя и высокая	высокая (более 60%)	–	–	–	90

Установлены механизмы, характер и степень влияния разработанных технологических жидкостей на фильтрационные характеристики терригенных (для условий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП)) и карбонатных (для условий Волго-Уральской НГП) пород, что позволяет осуществлять направленное регулирование их фазовых проницаемостей с целью сохранения, восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП при глушении скважин перед подземным ремонтом в различных геолого-физических и технологических условиях разработки нефтяных месторождений (Мардашов, 2022).

Механизм сохранения фильтрационных характеристик низкопроницаемых терригенных пород-коллекторов заключается в том, что блокирующий состав ОВНЭ, стабилизированный реагентом-эмульгатором ЯЛАН-Э2, при попадании в пористую среду проявляет гидрофобизирующие свойства, что выражается в незначительном снижении проницаемости по углеводородной фазе, а также увеличении фильтрационных сопротивлений по отношению к водной фазе (Мардашов, 2022).

В условиях средне- и высокопроницаемых терригенных пород-коллекторов, а также высокого газового фактора механизм сохранения фильтрационных характеристик заключается в формировании разработанным блокирующим полимерным составом БПС газонепроницаемого экрана путем создания напротив интервала перфорации и в поровом пространстве временного изолирующего слоя, прочность которого зависит от концентрации полимера и регулятора времени его сшивки (Мардашов, 2022).

Механизм сохранения фильтрационных характеристик карбонатных пород-коллекторов заключается в формировании блокирующими эмульсионными и полимерными составами, приготовленными с кольматантом-наполнителем, на входе в трещину непроницаемого гидродинамического затвора за счет арочного эффекта разнофракционной мраморной крошки, прочность которого зависит от фракционного состава наполнителя, степени раскрытости трещины и действующего на него перепада давления (Мардашов, 2022).

Применение разработанного блокирующего состава ОВНЭ на ряде нефтяных месторождений Западной Сибири показало сокращение (до 1-3 суток) сроков вывода скважин на режим эксплуатации, увеличение (на 5-10 м³/сут) их дебитов по нефти и снижение (на 20-30 %) обводненности добываемой продукции (Мардашов, 2022).

Выводы

1. Глушение нефтяных скважин перед подземным ремонтом в осложненных условиях (аномально низкое пластовое давление, трещинно-поровый коллектор, высокий газовый фактор), как правило, приводит к поглощению ЖГС продуктивным пластом, газопроявлению, ухудшению фильтрационных характеристик ПЗП.

2. Для повышения эффективности глушения нефтяных скважин в осложненных условиях разработан комплекс блокирующих эмульсионных и полимерных жидкостей глушения скважин, обеспечивающих сохранение, восстановление и улучшение фильтрационных характеристик ПЗП с различным типом пород-коллекторов. Установлены механизмы, характер и степень влияния данных технологических жидкостей в зависимости от их химического и компонентного состава на фильтрационные характеристики терригенных (для условий Западно-Сибирской НГП) и карбонатных (для условий Волго-Уральской НГП) пород-коллекторов.

3. Разработка блокирующих составов жидкостей глушения осуществлялась с использованием лабораторно-методического комплекса для физического моделирования процессов глушения и освоения

нефтяных скважин, предусматривающего экспериментальное определение физико-химических, реологических, блокирующих, газодерживающих и фильтрационных свойств технологических жидкостей в термобарических пластовых условиях с применением стандартного лабораторного оборудования и специально разработанных стендов.

4. В результате промысловых испытаний ряда разработанных технологий глушения нефтяных скважин получен технологический эффект в виде увеличения их дебитов, сокращения сроков вывода на режим эксплуатации, снижения обводненности добываемой продукции. Основным фактором экономического эффекта от реализации разработанных технологий является предотвращенный ущерб от потерь по добыче нефти за счет сокращения количества циклов глушения, уменьшения сроков освоения скважин и вывода их на режим эксплуатации, а также сохранения дебитов по нефти.

ЛИТЕРАТУРА

- Мардашов Д.В. Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов. Записки Горного института, No. 251, 2021, с. 617-626.
- Мардашов Д.В. Комплексное моделирование глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в осложненных условиях их эксплуатации: автореферат диссертации доктора технических наук. Санкт-Петербург, 40, 2022.

ГЛУШЕНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПЕРЕД ПОДЗЕМНЫМ РЕМОНТОМ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Мардашов Д.В.¹, Рогачев М.К.²

¹ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»: Mardashov_DV@pers.spmi.ru

²ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Резюме. Глушение добывающих скважин перед проведением ремонтных работ на нефтегазоконденсатных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, может осложняться аномально низким пластовым давлением, карбонатным типом пород-коллекторов и высоким газовым фактором. Эти осложнения приводят к интенсивным поглощениям технологических жидкостей пластом и газопроявлениям, что способствует увеличению продолжительности глушения скважин и сроков вывода их на режим эксплуатации, снижению продуктивности скважин и дополнительным затратам. Вследствие этого актуальной является разработка блокирующих составов, позволяющих повысить эффективность глушения скважин в сложных геолого-физических и технологических условиях.

Для разработки новых технологических жидкостей глушения скважин в Горном университете был создан лабораторно-методический комплекс для физического моделирования процессов глушения нефтяных скважин. С помощью данного комплекса был разработан ряд блокирующих эмульсионных и полимерных жидкостей глушения скважин, обеспечивающих сохранение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта с различным типом пород-коллекторов.

Результаты промысловых испытаний разработанных технологий глушения показали технологическую эффективность в виде увеличения дебитов нефтяных скважин, сокращения сроков вывода их на режим эксплуатации, а также снижения обводненности добываемой продукции.

Ключевые слова: подземный ремонт, глушение скважин, жидкость глушения скважин, поглощение, аномально низкое пластовое давление