ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

УДК 622.06

DOI: 10.34708/GSTOU.2020.19.1.003

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКОВ НЕФТИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ОБРАБОТОК СКВАЖИН ХАНКАЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

© С. Л. Ахмадов, А. Х. Меджидов, З. Х. Газабиева, М. А. Костоев, Р. Х. Моллаев
ГГНТУ им. акад. М. Д. Миллионщикова, Грозный, Россия

Эксплуатация глубоких высокотемпературных скважин осложняется отложениями мисфальтено-смоло-парафиновых веществ (АСПО) в призабойной зоне пласта и в насосно-компрессорных трубах (НКТ), низкой продуктивностью отдельных скважин и их обводнением. Отложения АСПО приводят к снижению продуктивности вплоть до прекращения фонтанирования, а низкие коллекторские свойства пластов вызывают необходимость в работах по восстановлению и увеличению их проницаемости и интенсификации притоков нефти из скважин. По мере обводнения залежи, а также прорывов вод в скважины по отдельным высокопроницаемым зонам, становится актуальной проблема изоляции водопритоков и коррозионного разрушения оборудования. Известные способы борьбы с указанными осложнениями эффективны в основном в условиях неглубоких скважин с низкими пластовыми температурами и давлениями и малоэффективны или неприемлемы в условиях глубоких высокотемпературных скважин.

В этой связи в работе даны физико-химические основы применения различных реагентов для повышения продуктивности скважин; предложены оптимальные составы для интенсификации притока нефти из глубоких высокотемпературных скважин Ханкальского месторождения. Указанные геолого-технические мероприятия позволяют повысить эффективность эксплуатации скважин и технико-экономические показатели разработки месторождений.

Ключевые слова: реагент, продуктивность, интенсификация, кислота, изоляция, асфальтены, смолы, эмульсия, порода, скважина.

Основными проблемами, осложняющими эксплуатацию глубоких высокотемпературных скважин, к которым относятся и скважины Ханкальского месторождения, являются отложения асфальтено-смоло-парафиновых веществ (АСПО) в призабойной зоне пласта и в насосно-компрессорных трубах (НКТ), низкая продуктивность отдельных скважин и их обводнение. Отложения АСПО приводят к снижению продуктивности вплоть до прекращения фонтанирования, а низкие коллекторские свойства пластов вызывают необходимость в работах по восстановлению и увеличению их

проницаемости и интенсификации притоков нефти из скважин. По мере обводнения залежи, а также прорывов вод в скважины по отдельным высокопроницаемым зонам, становится актуальной проблема изоляции водопритоков и коррозионного разрушения оборудования.

Для предупреждения и борьбы с указанными осложнениями при эксплуатации скважин разработан и используется в нефтепромысловой практике комплекс различных мероприятий [2, 3, 4, 5].

На ряде нефтегазодобывающих предприятий РФ и отчасти в ООО «НК «Роснефть» –

Грознефтегаз» удаление отложений асфальтено-смолистых и парафиновых веществ из лифтовых труб и призабойной зоны осуществляется путём закачки органического растворителя фирмы «РИНГО».

Для ингибирования АСПО в условиях безводных скважин рекомендуются реагенты серии ФЛЭК производства ООО «ФЛЭК» г. Пермь и химреагенты серии ХПП производства «Когалымский завод химреагентов» г. Когалым. С появлением в продукции скважин воды 5-10% и более предложены к применению ингибиторы серии СНПХ производства «Нефтепромхим» г. Казань и др.

К ингибиторам комплексного действия для защиты скважин и нефтепромыслового оборудования от смешанных отложений, включающих органические и неорганические соединения, относятся и ингибиторы типа ИКД-1 и ИКД-2, СНПХ-7909, которые позволяют увеличить межочистной период работы оборудования (МОП) в 2-4 раза, СНПХ-7941 – МОП увеличивается в 3-7 раз. К ингибиторам комплексного действия для защиты скважины и нефтепромыслового оборудования от парафиноотложений и коррозии относятся ингибиторы типа СНПХ-7920 (СНПХ-7920М).

Однако, как показывает нефтепромысловая практика, большинство из указанных мероприятий эффективны при наличии в скважинах отложений низкомолекулярных парафиновых соединений и неприемлемы или малоэффективны в условиях глубоких высокотемпературных скважин. Основными компонентами органических соединений в глубоких скважинах являются высокомолекулярные асфальтены и смолы и в меньшей степени соединения парафинового ряда.

Как установлено результатами теоретических и экспериментальных исследований, в том числе и на реальных образцах АСПО, отобранных из глубоких скважин ОАО «Грознефтегаз», для удаления высокомолекулярных, тугоплавких отложений из скважин и пластов Ханкальского месторождения целесообразно использовать ароматические растворители по специальной технологии. Эта технология предусматривает использование для удаления и ингибирования отложений АСПО соста-

вов, включающих ароматические и предельные углеводороды, поверхностные вещества (ПАВ), а также водные растворы гидратов окиси или силикатов щелочных металлов ($NaOH$ или Na_2SiO_3). Применение смеси растворителей с различной молекулярной структурой основано на различном характере растворимости асфальтено-смолистых и парафиновых веществ.

В качестве ароматических углеводородов рекомендуются бутил-бензолная (ББФр) и бензолтолуольная (БТФ) фракции, которые хорошо растворяют высокомолекулярные асфальтены и смолы. В качестве предельных углеводородов применяется стабильный газовый бензин (СГБ), который преимущественно растворяет парафиновые компоненты органических отложений. Введение в эти составы ПАВ (например амины) дополнительно стимулирует процесс растворения АСПО при концентрации ПАВ 0,5-1,5%. Применение $NaOH$ или Na_2SiO_3 в концентрации 20-44% обеспечивает ингибирующий эффект за счет гидрофилизации поверхности оборудования, трещин пласта, а также АСПО [2, 3, 5].

В случае низких притоков из пласта основным способом восстановления и повышения продуктивности скважин является воздействие на призабойную зону с помощью кислот, растворителей и ПАВ (соляно-кислотные и глино-кислотные обработки, промывки растворами ПАВ, органическими растворителями, обработки кислотными эмульсиями).

Степень восстановления продуктивности при химобработках зависит от активности составов по отношению к разным типам загрязнителей и преобладающего типа загрязнений, межфазного натяжения между составом и вмещающей породой пласта, скоростью реакций между составом и загрязнителями, термостойкостью состава в пластовых условиях. Так, при преобладании карбонатных загрязнений достаточно проведения соляно-кислотных обработок, при наличии в пласте заметных количеств алюмосиликатов и песчаников требуется глино-кислотная обработка, отмывка смол и парафинов успешно проводится углеводородными растворителями.

Основой всех составов для обработок скважин являются в основном растворы соляной кислоты.

Неоднородность строения трещинно-поровых верхнемеловых коллекторов Ханкальского месторождения как по мощности, так и по простираанию пласта обуславливает неравномерность притока – интервалы, из которых осуществляется приток, значительно меньше вскрытой мощности пласта.

Результаты глубинных термогидродинамических исследований показывают, что из всей вскрытой мощности пласта в фильтрации обычно участвуют лишь отдельные интервалы со сравнительно высокой проницаемостью, составляющие в среднем 20-30% от всего перфорированного интервала.

Неоднородностью пластов по проницаемости обусловлена низкая продуктивность отдельных скважин и недостаточная эффективность применяемых методов воздействия на пласт.

Так, например, в целом по ОАО «Грознефтегаз» успешность соляно-кислотных обработок составила порядка 50%. Еще ниже успешность этих обработок в скважинах, дающих обводненную продукцию. Это связано с тем, что рабочая жидкость при обработках поступает преимущественно в высокопроницаемые зоны, которые являются основными путями обводнения скважин. При этом низкопроницаемые зоны, составляющие большую часть разреза, воздействию практически не подвергаются. Проведение обычных химических обработок при близком расположении дренируемых интервалов к водонефтяному разделу нередко приводит к появлению воды даже в продукции скважин, которые до обработки подавали чистую нефть.

В этих условиях для интенсификации притока из пласта необходимы специальные методы обработки пласта, основанные на изоляции высокопроницаемых зон и химическом воздействии на низкопроницаемые интервалы.

Известные методы изоляции водопритокков и поинтервального воздействия на ПЗП с использованием гипанов, терморективных смол и др. эффективны в основном в условиях пластов с температурами до 90-100°C. На

основании результатов экспериментальных исследований, в том числе на моделях пласта, установлено, что в качестве изолирующих материалов для блокирования обводненных зон и поинтервального воздействия на пласт в условиях высокотемпературных коллекторов трещинного типа эффективными являются полимеры из группы полиолефинов и высокоокисленные битумы (ВОБ).

Из полиолефинов для обработок скважин применяются полипропилен (ПП), полиэтилен низкого давления (ПНД) и отходы его производства – полимер промрастворного потока (ППП) и полимер бензинового потока (ПБП). Температура их плавления 100-170°C. Эти полимеры растворяются в углеводородах, в том числе в пластовых нефтях, и нейтральны к действию пластовых вод и различных кислот. Наиболее интенсивное и полное растворение наблюдается при температурах, близких или выше температуры плавления полимеров.

Битумы представляют собой сложную смесь высокомолекулярных углеводородов и их гетеропроизводных. Компонентами группового состава битумов являются масла, смолы и асфальтены, в зависимости от содержания которых находятся консистенция и реологические характеристики битумов.

Плотность ВОБ марки Х-І, применяемого для изоляции водопритокков и поинтервального воздействия на пласт, равна 1030 кг/м³, температура размягчения 140÷160°C, вязкость при температуре размягчения 10⁷÷10⁸ мПа·с. ВОБ обладает повышенной, по сравнению с полиолефинами, растворимостью в углеводородах, в том числе в различных пластовых нефтях. Он устойчив к действию разбавленных кислот и различных вод [4, 5, 6].

После блокирования высокопроницаемых, зачастую обводненных интервалов пласта, проводится поинтервальное воздействие на ПЗП с использованием кислотных растворов. Так как обычные соляно-кислотные растворы обладают высокой скоростью нейтрализации и коррозионной агрессией, они не обеспечивают глубокого воздействия на пласт. Кроме того, отсутствуют эффективные ингибиторы, позволяющие применять соляную кислоту при температурах выше 120-130°C. В этой связи

для обработок глубоких высокотемпературных скважин в условиях Ханкальского месторождения рекомендуются соляно-кислотные эмульсии и органические кислоты.

Солянокислотные эмульсии (СКЭ) представляют собой структурированные системы, содержащие кислотную и углеводородную фазы и стабилизатор эмульсии [3, 4, 5].

СКЭ не проявляет коррозионной агрессивности по отношению к подземному оборудованию. Поэтому СКЭ может использоваться в целях обеспечения антикоррозионной защиты труб в процессе доставки кислоты к забою скважины. В этом случае рецептура эмульсии подбирается таким образом, чтобы период стабильности был равен или незначительно превышал время прокачки эмульсии к забою скважины. При этом выделение кислоты в свободную фазу и взаимодействие с породой происходит сразу же после поступления СКЭ в пласт.

Органические кислотные растворы (ОКР) представляют собой водные растворы органических кислот (муравьиной, уксусной, пропионовой, масляной) и органических полярных растворителей (спиртов, кетонов, эфиров). Они обладают пониженной коррозионной агрессивностью и могут быть приготовлены также из чистых компонентов, например путем смешения кислоты (муравьиной или уксусной), воды и растворителя (метанола или ацетона).

Растворение карбонатных пород в органических кислотах происходит в 2,8-12,0 раз медленнее, чем, например, в концентрированной соляной кислоте, вследствие чего становится возможной доставка активного кислотного раствора к зонам пласта, удаленным от ствола скважины на расстояние до 50 м и более. Реакция с известняком протекает наиболее интенсивно при содержании органических кислот в пределах 15-25%. В концентрированных растворах взаимодействие с известняком происходит очень медленно. Поэтому для обработок карбонатных пластов, как правило, рекомендуются разбавленные водой ОКР.

Присутствие органических растворителей также способствует замедлению реакции с карбонатами и улучшает проникающую способность раствора и очистку пласта от отложений органических соединений (АСПО).

Кроме того, использование для обработок ПЗП соляно-кислотных эмульсий и органических кислот позволяет исключить коррозионное разрушение подземного оборудования и устьевой обвязки скважин.

В случае производственной необходимости мероприятия по защите труб от коррозии должны соблюдаться при обводнённости более 50-60%. Антикоррозионная защита должна быть долгосрочной и эффективной.

Контроль за коррозионным износом необходимо осуществлять согласно РД 39-669-81. Контролируемые показатели: скорость коррозии оборудования, наличие железа и кислорода в добываемой продукции.

Для исключения коррозионного износа обсадных колонн, насосно-компрессорных труб и устьевого оборудования должна быть предусмотрена ингибиторная защита.

Для защиты внутренней поверхности промысловых коммуникаций и оборудования должны быть предусмотрены узлы ввода ингибитора.

Предупреждение разрушения достигается периодической закачкой ингибитора в затрубное пространство скважины, что оказывает защитное действие на участки нефтегазопроводов от скважин до групповой установки.

К использованию могут быть рекомендованы (с учетом конкретных условий) ингибиторы коррозии: ФОМ-9-12, Урал-2, ИКБ-4, Север-1М, Нефтехим 1, СНПХ-1004, СНПХ-1004Р. Закачку ингибиторов коррозии следует осуществлять с помощью дозировочных установок.

Технологические схемы обработок скважин растворителями, кислотами и изолирующими материалами являются схожими и включают следующие основные операции [1, 2, 4]: приготовление рабочих агентов; подготовка устья скважины и обвязка насосных агрегатов; закачка рабочих агентов в скважину; продавка реагентов в пласт; выдержка реагентов в пласте или в скважине; запуск скважины в работу.

Вышеперечисленные технологические схемы по интенсификации притока нефти из пласта прошли опытно-промышленные испытания на глубоких скважинах ОАО «Грознефтегаз». В результате этих работ обеспечен

существенный прирост добычи нефти и изоляция попутно извлекаемой пластовой воды, снижено коррозионное разрушение нефтепромыслового оборудования. Таким образом

указанные геолого-технические мероприятия позволяют повысить эффективность эксплуатации скважин и технико-экономические показатели разработки месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Проект разработки Ханкальского месторождения: Отчет по договору № 1032-1. 2007. ПР / Краснодар; РосНИПИТермНефть, 2007. 146 с.
2. Отчетные материалы ОАО «Грознефтегаз» за 2007-2012 год.
3. Комиссаров А. И., Моллаев Р. Х. Технология удаления органических отложений в глубоких скважинах. РД 39-9-1116-84. Утвержден МНП. Грозный, СевКавНИПИнефть, 1984.
4. Моллаев Р. Х. Повышение эффективности селективного ограничения водопритокков в скважинах. РНТС «Нефтепромысловое дело». М.: ВНИИОЭНГ, 1981. №4. С. 28-31.
5. Комиссаров А. И., Моллаев Р. Х., Яровой В. А. Интенсификация добычи нефти из глубоко-залегающих трещиноватых коллекторов. М.: ВНИИОЭНГ, 1985. Вып. 8.
6. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти. М.: Альянс, 2005. С. 510.

PHYSICAL AND CHEMICAL BASIS OF APPLICATION AND ANALYSIS OF METHODS OF INTENSIFICATION OF OIL INFLOWS FROM WELLS OF KHANKAL DEPOSIT

© S. L. Akhmadov, A. H. Mezhidov, Z. H. Gazabieva, R. H. Mollayev
GSTOU named after acad. M. D. Millionshchikov, Grozny, Russia

Operation of deep high-temperature wells is complicated by deposits of asphalt-resin-paraffin substances (ASPO) in the bottom-hole zone of the formation and in tubing, low productivity of individual wells and their watering. ASPO deposits lead to a decrease in productivity up to the end of the fountain, and the low reservoir properties of the formations require recovery and increased permeability and intensification of oil inflows from the wells. As the deposit is watered down, as well as water breakouts into wells along separate highly permeable zones, the problem of isolation of water inflows and corrosion destruction of equipment becomes urgent. Known methods of controlling these complications are effective mainly in shallow wells with low formation temperatures and pressures and are ineffective or unacceptable in deep high temperature wells.

In this regard, the work provides physical and chemical bases for the use of various reagents to increase well productivity; Optimal compositions are proposed for intensification of oil inflow from deep high-temperature wells of Khankalskoye deposit. These geological and technical measures make it possible to increase efficiency of wells operation and technical and economic indicators of fields development.

Keywords: reagent, productivity, intensification, acid, insulation, asphaltenes, resins, emulsion, rock, well

REFERENCES

1. (2007) Proekt razrabotki Khankal'skogo mestorozhdeniya. Otchet po dogovoru №1032-1. RosNIPITermNef't' [Khankalskoye Field Development Project. Contract Report No. 1032-1. PR/Krasnodar. Rosnipitermneft. 146 p.
2. Reporting materials of OAO Grozneftegas for 2007-2012.
3. Komissarov, A. I. and Mollaev, R. Kh. (1984) Tekhnologiya udaleniya organicheskikh otlozhenii v glubokikh skvazhinakh [Technology of removal of organic deposits in deep wells]. RD 39-9-1116-84. ApprovedMNP. Grozny, Sevkavpineft.
4. Mollaev, R. Kh. (1981) Povyshenie effektivnosti selektivnogo ogranicheniya vodopritokov v skvazhinakh. RNTS «Neftepromyslovoe delo»[Increasing efficiency of selective limitation of water inflows in wells. RNTS "Oil Field Business"] M.: NRIOEOG, №4, pp. 28-31.
5. Komissarov, A. I., Mollayev, R. H. and Jarovoy, V. A. (1985) Intensifikatsiya dobychi nef'ti iz glubokozalegayushchikh treshchinovatykh kollektorov [Intensification of oil production from deep-burning fractured collectors] M.: NRIOEOG. Rev. 8.
6. Schurov, V. I. (2005) Tekhnologiya i tekhnika dobychi nef'ti [Oil Production Technology and Technics]. Moscow: Alliance, p. 510.