ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ ИЗ МЕЗОЗОЙСКИХ СКВАЖИН ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

© М.Р. Масаров, З.Х. Газабиева, М.А. Эдильгериев,
А.Х. Меджидов, Р.Х. Моллаев

ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, Грозный, Россия

Основными проблемами, осложняющими эксплуатацию глубоких скважин (на определенной стадии разработки), являются низкие коллекторские свойства пластов и отложения в призабойной зоне пласта (ПЗП) и подземном оборудовании органических солей, то есть высокоплавких асфальтено-смолистых веществ (АСВ). Это приводит к существенному уменьшению добычи нефти, вплоть до полного прекращения притока из пласта, затрудняет, а в ряде случаев и полностью исключает, возможность проведения глубинных термогидродинамических исследований скважин и мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта, вызывает необходимость в дополнительных затратах, связанных со сбором, транспортировкой и подготовкой нефти, что ухудшает технико-экономические показатели разработки нефтяных залежей.

Для борьбы с указанными осложнениями разработаны и используются в нефтепромысловой практике большое количество технологических методов и реагентов на базе растворителей фирмы «РИНГО», ингибиторов и растворителей института «Союзнефтепромхим» (СНПХ-7909, СНПХ-7941, СНПХ-7920М) и другие.

Однако указанные реагенты и технологические схемы предназначены для обработок неглубоких скважин, где основную массу отложений составляют соединения парафинового ряда. В условиях отложения высокомолекулярных АСВ они малоэффективны или неприемлемы. В этой связи для условий глубоких высокотемпературных асфальтено-смолообразующих скважин разработаны специальные технологии обработок ПЗП и НКТ. Технология предусматривает использование для удаления и ингибирования отложений АСВ составов, включающих ароматические и предельные углеводороды, поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также водные растворы гидратов окиси или силикатов щелочных металлов. Применение смеси растворителей с различной молекулярной структурой основано на различном характере растворимости асфальтено-смолистых и парафиновых веществ.

Разработанная технология внедрена на мезозойских скважинах ОАО «Грознефтегаз», что позволило обеспечить безаварийный спуск глубинных приборов для проведения термогидродинамических исследований и значительно увеличить производительность скважин и дополнительно добыть десятки тысяч тонн нефти.

Ключевые слова: разработка, эксплуатация, скважина, коллектор, пласт, АСВ, реагент, растворитель, ингибитор, ПАВ, ПЗП, ароматические углеводороды, интенсификация.

В последние десятилетия отмечается тенденция поиска и ввода в разработку продуктивных нефтегазовых горизонтов, как на новых площадях, так и на больших (до 5000-6000 м.) глубинах (рис. 1) [1]. Эти залежи характеризуются высокими пластовыми температурами (до 180-190°C) и давлениями (до 100 Мпа). В этих условиях для герметизации устья используются высокопрочные фонтанные арматуры

(рис. 2) [1, 2, 3, 6].

Основными проблемами, осложняющими эксплуатацию глубоких скважин (на определенной стадии разработки), являются низкие коллекторские свойства пластов и отложения в призабойной зоне пласта (ПЗП) и подземном оборудовании органических солей, то есть высокоплавких асфальтено-смолистых веществ (АСВ)..

Гудермеское месторождение
Павловский и Западно-Гудермесский участки
Геологический разрез верхнемеловых отложений по линии скважин №№ 3 - 203

Рис. 1 Геологический разрез верхнемеловых отложений по линии скважин №№3-203 [1]

Рис. 2 Высокопрочные фонтанные арматуры [6]

Это приводит к существенному уменьшению добычи нефти, вплоть до полного прекращения притока из пласта, затрудняет, а в ряде случаев и полностью исключает возможность проведения глубинных термогидродинамических исследований скважин и мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта, вызывает необходимость в дополнительных затратах, связанных со сбором, транспортировкой и подготовкой нефти, что ухудшает технико-экономические показатели разработки нефтяных залежей.

Так, например, в нефтепромысловой практике для удаления отложений асфальтено-смолистых и парафиновых веществ из лифтовых труб и призабойной зоны пласта применяется закачка органического растворителя фирмы «РИНГО». В качестве ингибитора АСВ для безводных скважин рекомендованы 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) рекомендуются 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 ингибиторы типа ИКД – 1 и ИКД – 2, СНПХ – 7909, которые позволяют увеличить межочистный период работы оборудования (МОП) в 2-4 раза. При использовании 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) [5, 6].

Подача ингибиторов АСВ при обработке нефтепромыслового оборудования осуществляется периодически или непрерывно. Рекомендуется технология глубинного дозирования ингибиторов АСВ (выбранных в ходе проведения лабораторных испытаний). На фонтанных скважинах для этого можно использовать установки серии «ОЗНА-ДОЗАТОР» производства ОАО «АК ОЗНА» г. Октябрьский или блока дозирования с подогревом компании «Синергия-Лидер» г. Пермь и др. [3], а также термоэлектрические установки для разогрева и повышения подвижности скважинной продукции (рис. 3 и 4) [6].

Рис. 3 Тепловая обработка скважин [6]

Однако, как показывают результаты нефтепромысловых работ на месторождениях Российской Федерации, указанные реагенты и технологические схемы предназначены для обработок неглубоких скважин, где основную массу отложений составляют соединения парафинового ряда. В условиях отложения высокомолекулярных АСВ они малоэффективны или неприемлемы. В этой связи СевКавНИПИнефть был выполнен комплекс теоретических и экспериментальных исследований с целью подбора эффективных технологических схем и реагентов для борьбы с отложениями АСВ. На основании этих исследований и опытно-промышленных испытаний на объектах ОАО «Грознефтегаз» разработаны специальные технологии обработок глубоких высокотемпературных асфальтено-смолообразующих скважин. Технология предусматривает использование для удаления и ингибирования отложений АСВ составов, включающих ароматические и предельные углеводороды, поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также водные растворы гидратов окиси или силикатов щелочных металлов. Применение смеси растворителей с различной молекулярной структурой основано на различном характере растворимости асфальтено-смолистых и парафиновых веществ [4, 5, 6].

В качестве ароматических углеводородов используются побочные продукты нефтехимического производства: бутил-бензольная фракция (ББФР) и бензол-толуольная (БТФ)

фракция, 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 аминов) дополнительно стимулирует процесс растворения АСВ при концентрации ПАВ 0,5-1,5%. Применение водных растворов гидроксидов в концентрации 20-44% обеспечивает ингибирующий эффект за счет гидрофилизации поверхности оборудования, трещин пласта, что существенно замедляет и даже исключает накопление новых отложений АСВ.

Проектирование процесса обработки заключается в определении количества и состава растворителя, типа и объема продавочной жидкости, выборе объекта обработки (призабойная зона пласта или насосно-компрессорные трубы), обосновании режима закачки и продавки, а также времени выдержки раствора на реагирование.

Выбор растворителя для удаления отложений АСВ зависит от их компонентного состава. С увеличением содержания в составе отложений высокомолекулярных асфальтено-смолистых компонентов необходимо повышать концентрацию ароматических углеводородов ББФР (БТФ) в смеси растворителей ББФР (БТФ) и СГБ и, наоборот, с увеличением содержания парафиновых веществ повышается концентрация предельных углеводородов (СГБ). Оптимальная концентрация ББФР (или БТФ) при значительном (свыше 60-70%) содержании асфальтено-смолистых веществ составляет 50-60%. При повышенном содержании парафинов в составе отложений количество СГБ в смеси должно быть порядка 60-80%. Для конкретных условий оптимальное соотношение ББФР (БТФ) и СГБ устанавливается опытным путем.

Количество растворителя принимается равным 0,5-2,0 объемам насосно-компрессорных труб (НКТ), если целью обработки является удаление АСВ из НКТ или из расчета 0,2-1,0 м³ на 1 погонный метр вскрытой толщины пласта (но не менее 5 м³), если обработке подвергается ПЗП. Для уточнения объема

Рис. 4 Термоэлектрическая установка [6]

растворителя при обработке ПЗП могут быть привлечены результаты термогидродинамических исследований скважин. Обработка ПЗП проводится после предварительного удаления отложений АСВ из НКТ.

Время выдержки растворителя в скважине и пласте зависит от температуры и изменяется от 1 до 4 часов. С увеличением пластовой температуры время выдержки реагентов на реакцию сокращается.

Гидрофилизирующие агенты (водный раствор силиката или гидрата окиси щелочного металла) закачиваются в скважину медленно при производительности насосных агрегатов 3-5 л/с из расчета 0,1-0,3 м³ на 1 м вскрытой толщины пласта при обработке ПЗП. Количество агента при гидрофилизации НКТ принимается равным 0,2-1,0 объема НКТ.

Выбор технологической схемы определяется целью обработки – обеспечение возможности безаварийного проведения глубинных термогидродинамических исследований, интенсификация притоков нефти из пласта или ингибирование органических отложений.

При обработках с целью очистки от АСВ только НКТ перед проведением глубинных исследований производят обвязку скважины с насосными агрегатами, осуществляющими закачку растворителя, по схеме прямой циркуляции. На нагнетательной линии устанавливается обратный клапан.

Растворитель готовят путем смешивания в емкости необходимого количества ББФР (БТФ) с ПАВ с последующей подачей под уровень ББФР (БТФ) расчетного количества СГБ. Амины перед применением разогреваются до текучего состояния при температуре 50-60°C и постепенно вводятся в растворитель при перемешивании его, например, насосным агрегатом.

Приготовление рабочего раствора может производиться также путем одновременной подачи СГБ и ББФР с содержанием 0,5-1,5% ПАВ непосредственно в нагнетательную линию в необходимой пропорции.

Полученную смесь закачивают в НКТ и продавливают в зону, подлежащую обработке, при открытой задвижке на затрубном пространстве. Затем закрывают затрубное, выдер-

живают растворитель расчетное время под давлением и запускают скважину в работу [4, 5].

В случае обработки призабойной зоны с целью интенсификации притока нефти из пласта закачка растворителя в скважину осуществляется через НКТ по системе прямой циркуляции. После того как головная порция дойдет до башмака НКТ, затрубное пространство закрывается, и растворитель продавливается на поглощение в пласт при давлении, не превышающем доступное рабочее давление на эксплуатационную колонну.

При удалении органических отложений с последующим ингибированием их образования работы проводятся по технологической схеме, предусматривающей закачку растворителя в затрубное пространство после предварительной операции по очистке растворителем НКТ.

Технология ингибирования с использованием в качестве рабочих агентов водных растворов силикатов или гидратов окиси щелочных металлов заключается в прокачке их по колонне НКТ и продавке в ПЗП после или без предварительной операции по очистке призабойной зоны и НКТ растворителем.

После удаления АСВ (в случае необходимости) могут проводиться работы по химическому воздействию на продуктивные пласты с использованием различных кислотных растворов. Предварительное удаление АСВ из призабойной зоны пласта необходимо для очистки поверхности трещин от органических солей и обеспечения доступа к ней кислотных растворов, так как в противном случае будет отсутствовать контакт кислоты и горной породы. В условиях высоких пластовых температур чистые кислотные растворы неприемлемы, и поэтому применяются углеводородные эмульсии на их основе с заданным периодом стабильности. При этом по данной технологической схеме в качестве углеводородной фазы целесообразно использовать вышеуказанные ароматические растворители АСВ. Тогда внешняя фаза эмульсии (ББФР, БТФ) растворяет АСВ, а кислота по окончании периода стабильности взаимодействует с карбонатной породой, повышая проницаемость призабойной зоны пласта и дебит нефти.

Разработанная технология прошла опытно-промышленные испытания и внедрена на мезозойских скважинах ОАО «Грознефтегаз» (Чеченская Республика). Всего за период опытно-промышленных испытаний и внедрения проведено порядка трехсот обработок с успешностью 86%. В результате достигнута возможность безаварийного спуска глубинных

приборов для проведения термогидродинамических исследований и значительно увеличена производительность скважин, что позволило дополнительно добыть десятки тысяч тонн нефти. Разработанные технологические схемы могут быть с успехом использованы также на других месторождениях со сходными горно-геологическими условиями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология и перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений Северо-Восточного Кавказа. Труды. Вып. 49. Отчет НИР. Грозный: СевКавНИПИнефть, 1988.
2. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы н/г. М.: Недра, 1977.
3. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газовых месторождений. РД 153-39.0-110-01. М., 2002.
4. Комиссаров А.И., Моллаев Р.Х. Технология удаления органических отложений в глубоких скважинах. РД 39-9-1116-84. Утвержден МНП. Грозный: СевКавНИПИнефть, 1984. 23 с.
5. Комиссаров А.И., Моллаев Р.Х., Яровой В.А. Интенсификация добычи нефти из глубокозалегающих трещиноватых коллекторов. М.: ВНИИОЭНГ, 1985. Вып. 8.
6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.

TECHNOLOGY FOR PREVENTION AND REMOVAL OF ORGANIC SALTS FROM THE MESOZOIC WELLS OF THE CECHEEN REPUBLIC

© M.R. Masarov, Z.H. Gazabieva, M.A. Edilgeriev,
A.Kh. Medzhidov, R.H. Mollayev

GSTOU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

The main problems that complicate the operation of deep wells (at a certain stage of development) are low collector properties of formations and deposits in the bottom-hole zone of the formation (PCP) and underground equipment of organic salts, i.e. high-melting asphaltene-resinous substances (ASV). This leads to a significant reduction in oil production, up to the complete termination of the inflow from the formation, makes it difficult, and in some cases completely impossible, to carry out deep thermohydrodynamic studies of wells and measures for impact on the bottom-hole zone of the formation, causes the need for additional costs related to the collection, transportation and preparation of oil, which impairs the technical and economic indicators of development of oil deposits.

In order to combat these complications, a large number of technological methods and reagents based on RINGO solvents, inhibitors and solvents of Soyuzneftpromchim Institute (CHPX-7909, CHPX-7941, CHPX-7920M) and others have been developed and used in oil field practice.

However, these reagents and process diagrams are designed to treat shallow wells where the bulk of the deposits are paraffin series compounds. Under conditions of deposition of high-molecular ACB, they are ineffective or unacceptable. In this regard, for conditions of deep high-temperature asphalt-resin-forming wells special technologies of treatment of PIP and tubing have been developed. The technology involves the use of compositions comprising aromatic and marginal hydrocarbons, surfactants and aqueous solutions of alkali metal hydroxide or silicate to remove and inhibit ACB deposits. The use of a mixture of solvents with different molecular structures is based on the different solubility of asphalteno-resinous and paraffinic substances.

The developed technology was introduced at the Mesozoic wells of OAO Groznetegas, which allowed to ensure the accident-free descent of deep instruments for thermohydrodynamic research and significantly increase the productivity of wells and additionally produce tens of thousands of tons of oil.

Keywords: development, operation, well, reservoir, formation, ACV, reagent, solvent, inhibitor, surfactant, PIP, aromatic hydrocarbons, intensification.

REFERENCES

1. (1988) Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti mezozoiskikh otlozhenii Severo-Vostochnogo Kavkaza. [Geology and prospects of oil and gas bearing of Mesozoic deposits of the North-East Caucasus]. SevKavNIPIneft, Trudy, Research report. Issue 49. Grozny.
2. Bagrintseva, K.I. (1977) Karbonatnye porody-kollektory n/g. [Carbonate rocks-collectors n/g.] M.: Nedra.
3. (2002) Metodicheskie ukazaniya po geologo-promyslovomu analizu razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii [Methodological guidelines on geological and field analysis of oil and gas fields development] RD 153-39.0-110-01, M.
4. Kommissarov, A.I. and Mollayev, R.H. (1984) Tekhnologiya udaleniya organicheskikh otlozhenii v glubokikh skvazhinakh [Technology of removal of organic deposits in deep wells] RD 39-9-1116-84. MNP is approved. Grozny, Sevkavnipineft, 23 p.
5. Komissarov, A.I., Mollayev, R.H. and Jarovoy, V.A. (1985) Intensifikatsiya dobychi nefti iz glubokozalegayushchikh treshchinovatykh kollektorov[Intensification of oil production from deep-burning fractured collectors]. M.: NRIOEOG. Issue 8.
6. Mishchenko, I.T. (2003) Skvazhinnaya dobycha nefti [Downhole oil production]. M: FGUP Izd-vo «Neft' i gaz» RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 816 p.