УДК 622.276.72

Л.А.ШАНГАРАЕВА, *аспирантка, l.shangaraeva@mail.ru*
А.В.ПЕТУХОВ, *д-р геол.-минерал. наук, профессор, AV_Petukhov@mail.ru*
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург

L.A.SHANGARAEVA, *post-graduate student, l.shangaraeva @mail.ru*
A.V.PETUKHOV, *Dr. in geol. & min. sc., professor, AV_Petukhov@mail.ru*
National Mineral Resources University (Mining University), Saint Petersburg

УСЛОВИЯ И ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛЕЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Одним из важнейших направлений повышения эффективности добычи нефти является борьба с отложениями неорганических солей при эксплуатации скважин. Выпадение солей в призабойной зоне пласта и подземном оборудовании добывающих скважин снижает их продуктивность, приводит к внеплановым текущим и дорогостоящим капитальным ремонтам скважин. В статье рассмотрены особенности процесса солеотложений в скважинах на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений.

Ключевые слова: обводненность, солеотложения, пересыщенный раствор, кристаллы-зародыши, выпадение осадка.

CONDITIONS AND PECULIARITIES OF SCALE FORMATION IN THE LATER STAGES OF OIL RESERVOIR DEVELOPMENT

Fight with scale in the well operation is one of the most important ways to increase the efficiency of oil production. Scale formation in the bottom hole reservoir and downhole equipment reduce their productivity, leading to the current unplanned and costly workovers. The piper describes the characteristics of the process of scaling in wells in the later stages of the development of oil fields.

Key words: water cutting, scaling, supersaturated solution, crystals, seeds, precipitation.

В процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений неизбежно появление пластовой и закачиваемой воды в продукции скважин, которое в наибольшей степени проявляется при заводнении залежей на заключительной стадии разработки. Именно в результате обводнения добываемой продукции происходит образование солевых осадков. Проблема солеотложения является постоянным спутником процесса добычи нефти как на начальном, так и на завершающем этапе разработки месторождения.

Выпадение солей в призабойной зоне пласта добывающих скважин снижает их продуктивность и дебит. Солеотложение на погружном электродвигателе, рабочих колесах УЭЦН, клапанах ШГН приводит к снижению наработки на отказ насосного оборудования, вызывая его преждевременный ремонт или замену.

Солеобразование при разработке и эксплуатации залежей нефти достаточно сложный и многофакторный процесс, обусловленный как природными, так и техногенными явлениями. Попутно добываемая вода является основным источником солеотложений в нефтедобыче. Это связано с ее перенасыщением труднорастворимыми солями, что происходит под действием меняющихся условий добычи – температуры, давления, концентрации солеобразующих ионов и других факторов. Вода представляет собой хоро-

ший растворитель для многих веществ и способна при этом переносить большое количество растворенных минеральных солей [2].

При выпадении солей в осадок важную роль играет вода, поскольку она сама и является источником разных ионов. Все природные воды содержат растворенные компоненты, которые переходят в воду при ее контакте с различными минералами. Это приводит к образованию сложных растворов, богатых ионами, некоторые из которых находятся в предельном насыщенном состоянии.

Пластовые воды нефтяных месторождений насыщаются ионами ввиду химического взаимодействия с осадочными породами. Вода, находящаяся в карбонатных породах или известковистых песчаниках, обычно содержит избыток катионов двухвалентного кальция (Ca^{2+}) и магния (Mg^{2+}), являющихся основными составляющими солей. Пластовые воды в терригенных коллекторах, представленных песчаником, нередко содержат катионы бария (Ba^{2+}) и стронция (Sr^{2+}). Точный ионный состав воды имеет сложную зависимость от диагенетических преобразований минералов и других процессов, происходящих при движении флюидов в пласте, а также при смешивании вод из разных горизонтов, либо в процессе закачки, либо по заколонному пространству из-за некачественного цементирования.

При смешении несовместимых вод с избыточным содержанием катионов и анионов происходит солеобразование. В добывающих скважинах это случается в основном в результате эксплуатации нескольких продуктивных пластов одновременно или в скважинах, эксплуатируемых один пласт, но в которых зафиксированы перетоки из выше или нижезалегающих горизонтов. Насыщение попутнодобываемых вод ионами различных металлов и кислотными остатками в процессе эксплуатации скважины может происходить по разным причинам.

Исследования показали, что в нагнетательные скважины Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения с 1974 по 1994 г. производилась закачка серной кислоты для выравнивания профиля приемистости и повышения нефтеотдачи пластов. Это, в свою очередь, привело к значительному увеличению в пластовых водах содержания сульфат-ионов, и как следствие этого – к образованию осадков труднорастворимых солей сульфата бария (барита) и сульфата кальция (гипса, ангидрита). Если сопоставить зоны распространения скважин, осложненных отложениями барита и гипса, и зоны закачки серной кислоты, то видно, что эти зоны пространственно совпадают. Таким образом, закачка серной кислоты в продуктивные пласты повлияла на процессы отложения солей. Кроме того, закачка серной кислоты способствовала изменению свойств нефти. В процессе реакции H_2SO_4 с нефтью образуется сернокислый гудрон, т.е. увеличивается содержание в составе нефти смол и асфальтенов, которые являются природными ПАВ нефтей и также могут влиять на процессы солеотложений в скважинах.

Образование солей начинается в тот момент, когда состояние любого природного раствора нарушено путем превышения растворимости одного или более компонентов. Растворимость самих минералов имеет сложную зависимость от температуры и давления. Как правило, увеличение температуры приводит к увеличению растворимости в воде различных минералов. Большинство ионов растворяется при высоких температурах. Уменьшение давления также приводит к уменьшению растворимости. Но не все минералы подчиняются типичной температурной зависимости. Растворимость сульфата бария увеличивается в 2 раза в температурном диапазоне от 25 до 100 °С и во столько же раз уменьшается по мере приближения к 200 °С [3].

Низкая растворимость сульфата бария практически во всех растворителях, по сравнению с другими солеобразующими минералами, делает его крайне нежелательным из всех органических и неорганических отложений, которые встречаются в процессе эксплуатации нефтяных скважин при высокой обводненности продукции. Соли бария являются наиболее трудноудаляемыми компонентами солевых отложений. Барий часто встречается в высокоминерализованных пластовых водах нефтяных месторождений, где концен-

трация его нередко достигает 0,15-0,5 г/л. При наличии даже небольших концентраций сульфат-иона барит ($BaSO_4$) может выпадать в осадок.

Отмечено, что отложения сульфата бария (барита), отобранные из нефтепромыслового оборудования и НКТ, обладают повышенной радиоактивностью, что обусловлено наличием радиоактивных изотопов радия, которые ассоциируются в подземных водах с барием. В осадок выпадает радиоактивный радиобарит, что облегчает его обнаружение как в скважинах, так и в поверхностных коммуникациях [3].

Термобарические условия при движении восходящего потока жидкости по стволу скважины незначительно влияют на изменение растворимости барита в воде.

Обмениваясь с породой пласта-коллектора и пластовыми жидкостями, закачиваемая в залежь вода формирует определенный химический состав. При поступлении в скважину из неоднородных пропластков воды разного химического состава могут быть химически несовместимыми и при смешении образовывать осадки комплекса солей. По мере подъема и динамики газожидкостной смеси по стволу скважины, разгазирования, термобарических изменений, различных скоростей потока, определяемых дебитом скважин и конструкцией подъемного лифта, из смесей выпадают вторичные осадки солей и на устье скважины поступает фильтрат с иным соотношением солеобразующих ионов в растворе. Известно, что при определенных поверхностных условиях пересыщенные солями растворы могут долгое время оставаться стабильными, не проявляя склонности к осадкообразованию. Однако при нарушении равновесия солевого раствора образуются осадки солей. Этому могут способствовать, например, попадание механических примесей и продуктов коррозии, как центров кристаллизации, различные химические обработки, явление облитерации в системе теплообмена при внутрипромысловой подготовке нефти и другие механизмы.

Наряду с условиями, характеризующими свойства солевых растворов, как показывает практика, на отложение солей влияют технологические особенности разработки залежей, например, активность системы заводнения с повышенным давлением нагнетания.

Механизм образования отложения солей рассматривается как совокупность процессов, обусловливающих накопление твердой фазы на поверхности оборудования. Однако в настоящее время нет единого мнения относительно закрепления солевых частиц на поверхности нефтепромыслового оборудования и теории их кристаллизации в процессе добычи нефти. Результаты современных различных исследований позволяют констатировать, что отложение солей при нефтедобыче есть процесс массовой кристаллизации из пересыщенных растворов при сложных гидро- и термодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, влияющих на интенсивность накопления, характер и свойства осадков. Из-за сложности механизма процесса массовой кристаллизации можно лишь косвенно наблюдать за микрокинетикой, когда скорости образования и роста кристаллов определяются на основании данных об изменении концентрации растворенного вещества и гранулометрического состава выпадающей твердой фазы.

С точки зрения термодинамики самопроизвольное образование частиц твердой фазы в растворе может происходить только в том случае, если в результате уменьшится общая энергия системы. Как известно, процессы фазообразования, в том числе и образование осадков в растворах, происходят только в метастабильных системах, состояние которых зачастую довольно существенно отличается от равновесного.

Характер осадка зависит от соотношения скоростей двух процессов: скорости образования зародышей – первичных центров кристаллизации v_1, и скорости роста размеров зародышей v_2. Значения v_1 и v_2 определяются по формуле $(Q-P)/P$, где Q – концентрация растворенного вещества в пересыщенном растворе в какой-либо момент времени, P – растворимость этого вещества при достижении состояния равновесия между твердой фазой и раствором при данной температуре.

Установлено, что с увеличением относительного пересыщения скорость образования зародышей кристаллов возрастает по экспоненциальному закону, а скорость роста кристаллов – прямо пропорционально. При низком относительном пересыщении преимущественно происходит рост кристаллов. С увеличением пересыщения раствора (уменьшением растворимости осаждаемого вещества) процесс зародышеобразования практически подавляет процесс роста кристаллов, образуется мелкодисперсный осадок, а в случае осаждения веществ с малым значением произведения растворимости образуются аморфные осадки и коллоидные растворы (коллоиды), состоящие из диспергированных в растворе твердых частиц осаждаемого вещества. Коллоидные частицы несут положительный или отрицательный заряды, наличие которых обусловлено адсорбцией катионов или анионов на поверхности коллоидных частиц.

Существует ряд способов предупреждения и борьбы с отложением неорганических солей. Технологические, физические, химические и комбинированные способы борьбы с отложением солей в каждом конкретном случае используются индивидуально или комплексно. Мероприятия по борьбе с солеотложением при разработке нефтяных месторождений должны быть ориентированы, в первую очередь, на предотвращение отложения солей. В нефтепромысловой практике наиболее распространенно применение ингибиторов солеотложений. Однако у химической защиты есть ряд недостатков. Во-первых, это сложность при подборе ингибитора к конкретному составу пластовой жидкости – состав пластовой жидкости постоянно динамически изменяется. Во-вторых, ингибиторы солеотложения представляют собой кислотные растворы, что способствует развитию коррозионных процессов. В-третьих, приходится констатировать отсутствие достоверных методов прогнозирования длительности действия ингибитора, следствием чего становится необходимость в постоянном дозированном присутствии ингибитора в пластовой жидкости, а при прекращении подачи ингибитора происходит необратимое отложение солей.

Таким образом, эффективность мер борьбы с отложением солей при добыче нефти зависит от комплексного подхода к решению данной проблемы. Основным направлением борьбы с отложениями солей при добыче нефти должно быть их предупреждение.

ЛИТЕРАТУРА

1. Борьба с солеотложениями – удаление и предотвращение их образования / М.Крабртри, Д.Эслингер, Ф.Флетчер, М.Миллер // Нефтегазовое обозрение. 2002. № 2. С.52-73.

2. *Кащавцев В.Е.* Солеобразование при добыче нефти / В.Е.Кащавцев, И.Т.Мищенко М., 2004. 432 с.

3. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г.Ибрагимов, А.Р.Хафизов, В.В.Шайдаков и др. Уфа, 2003. 302 с.

REFERENCES

1. *Krabrtri M., Eslinger D., Fletcher F., Miller M.* Fighting scale – removal and preventing // Oilfield Review. 2002. N 2. P.52-73.

2. *Katshavcev V.E., Mitshenko I.T.* Salt formation during oil production. Moscow, 2004. 432 p.

3. *Ibragimov N.G., Hafizov A.R., Shaidakov V.V.* et al. Complications in oil production. Ufa, 2003. 302 p.