

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ОСЛОЖНЕННОЙ КОРРОЗИЕЙ, ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНА И СОЛЕЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

Кадырова Акмарал Саматовна

старший преподаватель, Атырауский инженерно-гуманитарный институт, Казахстан, г. Атырау

Жумабаев Арынгазы Алпамысулы

студент, Атырауский инженерно-гуманитарный институт, Казахстан, г. Атырау

The main problems of development of oil fields, complicated by corrosion, deposits of paraffin and salts on the example of the Uzen field

Akmaral Kadyrova

senior lecturer, Atyrau engineering humanitarian institute, Kazakhstan, Atyrau

Aryngazy Zhumabaev

student, Atyrau engineering humanitarian institute, Kazakhstan, Atyrau

Аннотация. В статье дается характеристика месторождения Узень, исследуется состояние нефтяного оборудования и причины его износа. Делаются выводы о том, что необходимо для достижения максимального эффекта нефтедобычи и защиты подземного оборудования скважин.

Abstract. The article discusses problems and ways of their solution development of oil fields, complicated by corrosion, deposits of paraffin and salts on the example of the Uzen field. Conclusions are made about what is needed to achieve maximum effect of oil production and protection of the underground equipment wells.

Ключевые слова: месторождение Узень; разработка нефтяных месторождений; коррозия; отложение парафина и солей.

Keywords: the Uzen field; development of oil fields; corrosion; deposition of paraffin and salts.

Нефтегазоносность месторождения Узень связана с юрскими и отчасти меловыми отложениями. В геологическом разрезе месторождения установлены 25 продуктивными горизонтами. Горизонты I...XII мелового возраста - газоносные, XIII...XVIII горизонты верхне- и среднеюрского возраста - представляют собой основной этаж нефтегазоносности. На отдельных куполах нефтегазоносность приурочена к XIX-XXV горизонтам нижнеюрских

отложений.

Основными продуктивными горизонтами, из которых осуществляется добыча нефти, являются XIII...XVIII. Они обладают следующими фильтрационно-емкостными параметрами.

XIII горизонт. Толщина горизонта колеблется в пределах 34...40 м.

Нефтенасыщенные эффективные толщины горизонта в пределах внутреннего контура изменяются от 0 до 50 м, причем увеличение толщин пластов сопровождается уменьшением расчлененности разреза и значительным улучшением проницаемости коллекторов.

В XIII горизонте существуют два вида коллекторов, различающихся фильтрационно-емкостными характеристиками. Этим обусловлено то, что залежи нефти разделяются на высокопродуктивные (ВПЗ) и низкопродуктивные (НПЗ) зоны [2].

Большая часть площади XIII горизонта (около 70%) занята НПЗ. Разрез представляет собой прерывистые тонкие коллекторы, в основном, от 0,6 до 3,0 м. Наиболее вероятное количество пластов в разрезе - 5. Проницаемость меняется в широком диапазоне - от 0,01 до 1 мкм², но большая часть низко продуктивного разреза (до 78%)- это пласты-коллекторы, у которых проницаемость от 0,01 до 0,1 мкм².

Зоны пластов, которые занимают 24% общей площади горизонта, имеют улучшенные коллекторские свойства (ВПЗ), в них сосредоточено около половины их запасов. Основной отбор нефти производится из песчаников, в одних случаях представляющих слияние пластов в одной пачке, а в других - несколько пачек в разных сочетаниях [3].

Главные гидродинамические особенности зон высокопродуктивных песчаников заключаются в том, что они обычно оконтурены на всей протяженности линиями выклинивания коллекторов либо резким уменьшением толщин до 0,6... 1,5 м.

Хорошая гидродинамическая связь у продуктивных пластов лишь в границах распространения ВПЗ.

Сравнительный анализ коллекторских свойств по блокам позволяет установить, что присутствие зон ВПЗ определяет повышенные средние значения параметров по некоторым блокам. Наиболее благоприятными условиями выделяются блоки разработки 4, 6, 6а, 7 и 9, в которых средние значения проницаемости изменяются от 0,21 до 3,2 мкм². Они значительно превышают средние величины по горизонту ($K_{пр.ср.} = 1,194$ мкм² и $H_{эф.} = 99$ м).

Усредненные характеристики основных нефтеносных горизонтов приведены в табл. 1, в которой значения пористости и нефтенасыщенности показаны в процентах по отношению к XIII горизонту.

Таблица 1

Усредненные характеристики основных нефтеносных горизонтов (по отношению к XIII горизонту)

Горизонты	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Нефтенасыщенность, %
XIII	100	0,211	100
XIV	94	0,247	102
XV	89,5	0,198	97
XVI	81...86,5	0,19	94 ... 100
XVII	86,8	0,26	100
XVIII	86,2	0,175	90

Отмеченные свойства нефти встречаются и на других месторождениях страны.

Однако на месторождении Узень они проявляются в комплексе и наиболее ярко, что позволяет отнести их к категории уникальных.

Лабораторные исследования показывают, что на динамическую вязкость нефти существенное влияние оказывают как температура, так и давление. При увеличении температуры этот параметр уменьшается в десятки раз. Для XIII и XIV горизонтов зависимость примерно одинаковая. С увеличением давления вязкость нефти снижается.

Эта зависимость несколько отличается для нефтей, полученных из различных горизонтов, и изменяется в процессе эксплуатации скважин [5].

Таким образом, к характерным особенностям месторождения Узень можно отнести:

- многопластовость (в разрезе XIII...XVIII горизонтов выделяются до 18 пачек и до 48 пластов);
- большой этаж нефтеносности (до 500 м);
- большая слоистость геологического разреза, резкая зональная и вертикальная неоднородность коллекторов, значительные колебания толщин горизонтов;
- широкий диапазон изменения коллекторских свойств пластов (пористость, проницаемость);
- наличие в разрезе газонасыщенных пластов и газовых шапок;
- наличие тектонических нарушений;
- высокое остаточное водонасыщение;
- низкие значения градиентов гидроразрыва пластов;
- высокое содержание в нефти растворенного парафина (до 29%) и асфальтено-смолистых компонентов (до 20%);
- близость температуры выпадения парафина из нефти к начальной пластовой температуре;
- незначительная разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения;
- проявление аномальных свойств нефтей в пластовых условиях.

Перечисленные сложности геологического строения и определили основные проблемы разработки нефтяных месторождений, осложненной коррозией, отложениями парафина и солей и структуру разработки Узенской залежи.

Месторождение Узень введено в промышленную разработку в 1965 году.

Генеральной схемой разработки как наиболее рациональная была рекомендована система поперечного разрезания залежи на блоки самостоятельной разработки с шириной полосы 4 км. Было выделено 4 объекта. Однако опыт их эксплуатации показал, что, ввиду исключительной сложности геологического строения, принятая система разработки мало эффективна, и в 1973 году был составлен новый скорректированный проект, основные положения которого сводятся к следующему:

- каждый продуктивный горизонт выделяется в самостоятельный эксплуатационный объект со своей сеткой добывающих и нагнетательных скважин;
- поперечное разрезание залежи на блоки шириной 2 км рядами нагнетательных скважин с трехрядным расположением добывающих скважин;
- соотношение добывающих и нагнетательных скважин 3:1;

- повышение давления нагнетания до 10... 12 МПа.

В процессе эксплуатации месторождения и уточнения данных о геологическом строении выявились новые недостатки схем разработки. В результате было рекомендовано широкое применение тепловых, физико-химических и особенно гидродинамических методов воздействия на нефтяные залежи для повышения нефтеотдачи пластов, вовлечения в активную разработку низко проницаемых коллекторов. В числе этих технологий: закачка горячей воды, ступенчатое термальное, очаговое, циклическое, избирательное и фигурное заводнения, закачка холодной воды в высокопродуктивные пласты, способы вовлечения в разработку низко продуктивных зон и другие методы.

Как показывает опыт эксплуатации месторождения, при смешивании различных вод происходит выпадение нерастворимых карбонатных и сульфатных солей. Кроме этого, карбонатные соли могут выпадать за счет перехода CO_2 в лифтирующий газ.

Выпадение минеральных солей оказывает негативное влияние на нефтедобычу и создает целый ряд проблем, решение которых сопряжено с большими техническими, материальными и финансовыми затратами.

Иногда в качестве эксперимента в термальную воду добавляли щелочь, основное предназначение которой было улучшение отмыва скелета породы от нефти. Но, ввиду отсутствия видимого эффекта, эта технология не нашла широкого применения.

Коррозионное состояние оборудования системы добычи, сбора и транспорта продукции скважин, а также системы ППД месторождения Узень характеризуется высоким уровнем аварийности и низкой надежностью эксплуатации [1].

Основными объектами, подверженными интенсивному разрушению, являются: подземное оборудование скважин (НКТ, обсадные колонны), наземное оборудование (оборудование устья, насосы, емкости), нефте-газопроводы, водоводы и оборудование системы подготовки нефти и воды.

Основным источником технического водоснабжения для поддержания пластового давления (ППД) является Каспийское море и сточная вода, отделяемая в процессе подготовки нефти и представляющая смесь пластовых вод всех эксплуатируемых горизонтов [6].

Процессы заводнения пластов сточной и морской водами, обладающими высокой агрессивностью, приводят к заражению продукции добывающих скважин биогенным сероводородом и, как следствие, повышению коррозионной активности среды.

Появление сероводорода в призабойной зоне и межтрубном пространстве нагнетательных скважин вызывает интенсивное разрушение оборудования.

Значительное количество аварий, связанных с потерей целостности подземного оборудования, в частности НКТ и обсадных колонн в скважинах, происходит в результате коррозионного разрушения как наружной, так и внутренней поверхности.

Частые аварии происходят также на выкидных нефтесборных линиях $\varnothing 50... 114$ мм, на сточных коллекторах $\varnothing 159... 219$ мм, на основных осевых коллекторах $\varnothing 325... 530$ мм. Сроки службы труб сокращаются до 1... 1,5 года.

Основной причиной интенсивного коррозионного разрушения нефтепромыслового оборудования является отсутствие комплексной коррозионной защиты (отсутствие внутренних защитных покрытий, электрохимзащиты (ЭХЗ) обсадных колонн, недоподъем цемента до устья, отсутствие ингибирования и защиты от почвенной и атмосферной коррозии) [4].

Процессы добычи флюида глубинно-насосным способом, являющимся основным при эксплуатации скважин на данной стадии разработки месторождений, связаны с переменными нагрузками, испытываемыми насосным оборудованием и колонной насосно-компрессорных

труб.

Коррозионная усталость материала оборудования, коррозионная эрозия, вызываемая выносом механических примесей, при наличии агрессивной среды приводят к износу и обрыву штанг и насосно-компрессорных труб.

Заводнение продуктивных горизонтов разными по физико-химическому составу и свойствам агрессивными средами, обладающими различным механизмом коррозионного процесса, усложняет коррозионную обстановку на месторождениях, что неизбежно сказывается на аварийности производства.

Процессы сульфатредукции обусловили появление биогенного сероводорода, а также проникновение кислорода при работе насосов высоконапорных нагнетательных водоводов инициируют развитие биокоррозии, хлоридного и сероводородного растрескивания, вызывают коррозионные разрушения электрохимического характера в виде общей и локальной коррозии материала и коррозионного растрескивания напорных труб и подземного оборудования нагнетательных скважин.

Для достижения максимального эффекта нефтедобычи необходима постоянная корректировка технико-технологических приемов и режимных параметров эксплуатации залежи на базе промыслово-геофизических данных, статистического анализа получаемых результатов и моделирования происходящих процессов. Особое внимание при разработке месторождения необходимо сосредоточить на решении проблем, связанных с возникшими осложнениями в виде интенсивной коррозии нефтепромыслового оборудования и соле-парафиноотложений, которые безусловно оказывают негативное влияние на процесс добычи, транспорта и переработки нефти.

Список литературы:

1. Асфандияров Ф.А., Астрова В.А., Липович Р.Н., Рождественский Ю.Г., Низамов К.Р. Методы контроля скорости коррозии и содержания агрессивных компонентов в промысловых средах. //Обзор, инфор., серия «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности» - М.: ВНИИОЭНГ, 1980, -с. 19...27.
2. Болонкина А.М. , Лейбин Э.Л. Некоторые особенности изменения свойств нефтей месторождения Узень в процессе разработки.// Тр. КазНИПИнефть, вып. 13, с. 31...36, 1986.
3. Гарифов К.М . Методы повышения эффективности эксплуатации скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Диссертация д.т.н., Бугульма, 2001, с. 186...189
4. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. - М.: Недра, 1976.
5. Елеманов Б.Д., Сартбаев М.К., Суесинов А.К. Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса Казахстана. // Сб. трудов ЛГУ им. Абая, -Алматы.:1997,с.12.
6. Кононов Н.С, Семенович В.В. Некоторые проблемы нефтегазоносности Прикаспия /в сб. Геологические основы создания Прикаспийского нефтегазодобывающего комплекса. - М. : Наука, 1990.-е. 132... 146.