

ОБ ОПТИМИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ВОЗМОЖНЫМИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ ПРОБЛЕМАМИ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЧИЧИМЕН, КОЛУМБИЯ

H. García, E. Niz Velásquez, M. Trujillo

Экопетрол – Колумбийский нефтяной институт, Букарманга, Сантадер, Колумбия

Начальные геологические запасы нефти Колумбии оцениваются в 53 млн баррелей, из которых 36 % соответствует вязкой и сверхвязкой нефти. Из этого числа 19 млн баррелей нефти (70 %) расположены на глубине более 6000 футов (1828 м). Этот факт делает очень сложным применение таких процессов увеличения нефтеотдачи, как нагнетание пара, вынуждая компанию Экопетрол искать другие альтернативы для повышения коэффициента нефтеизвлечения. Технология внутрипластового горения широко используется в течение всей истории развития нефтяной отрасли. С начала 40-х годов было очень много успешных проектов применения технологии с КИН более 50 % по всему миру, например, на месторождениях Супласу де Баркау в Румынии, Балол и Сантал в Индии; тем не менее, сообщалось и о нескольких неудачах как из-за низкого охвата заводнением, так и производственных ошибок. Экспериментальное внутрипластовое горение на месторождении Чичимен является первой попыткой компании Экопетрол применить эту технологию. Данная технология может быть использована для разработки, по меньшей мере, 80 % своих запасов вязкой нефти. Важно определить возможные производственные проблемы, которые могут возникнуть при применении технологии на каждой стадии процесса. Чтобы избежать или уменьшить влияние данных проблем на ход испытания, необходимо разработать стратегию и последовательность действий. С помощью сравнительного анализа и проведенных в лаборатории экспериментальных испытаний для нашего конкретного случая были проведены оценка и анализ применения технологии, и определены наиболее важные проблемы.

Колумбийский нефтяной институт Экопетрол определил четыре направления исследований для каждого из вопросов, которые могут возникнуть при проведении опытно-промысловых работ на участке месторождения Чичимен: (1) Влияние коррозии на целостность материала скважины и наземного оборудования; (2) Определение характеристик, образование и разрушение эмульсий, образующихся в процессе внутрипластового горения; (3) Влияние температуры на уплотнение песка; (4) Анализ приемистости и гидродинамической связи между скважинами на примере конкретной формации.

Ключевые слова: внутрипластовое горение, вязкая нефть, производственные вопросы, эмульсии, коррозия, уплотнение песка, приемистость, гидродинамическая связь

DOI: 10.18599/grs.18.4.6

Для цитирования: García H., Niz Velásquez E., Trujillo M. Об оптимизации управления возможными производственными проблемами в ходе реализации проекта внутрипластового горения на месторождении Чичимен, Колумбия. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 1. С. 289-298. DOI: 10.18599/grs.18.4.6

Введение

Внутрипластовое горение представляет собой процесс нагнетания воздуха в пласт для создания фронта горения с помощью ряда химических реакций, где тяжелые углеводороды фракции сжигаются в качестве горючего. Экзотермический характер реакции приводит к повышению температуры и уменьшению вязкости нефти, что способствует увеличению подвижности сырой нефти и приводит к увеличению добычи и доступу к большему объему запасов. Для добычи высоковязких нефтей Колумбии данная технология вызывает большой интерес.

Месторождение Чичимен расположено на юго-западной окраине бассейна Льянос в Колумбии, к югу от города Вильявисенсио, в департаменте Мета (Рис. 1). Это месторождение было открыто в 1969 году, а разработка началась в 1985 году. Текущая добыча на месторождении составляет около 80000 баррелей в сутки с оценочными извлекаемыми запасами на режиме истощения, приблизительно равными 9 %. Изучаемые породы приурочены к третичной системе (формация Сан Фернандо – T2) и

содержат тяжелую нефть плотностью 8° API. Структура месторождения связана с удлиненной и асимметричной антиклиналью, нарушенной на восточном фланге в направлении приблизительно N60E. Область разработки пилотного участка внутрипластового горения расположена по направлению к своду структуры и характеризуется низким углом падения (примерно 2°) (Gómez, 2013).

Запуск пилотного проекта планируется на конец 2016 года. Несмотря на то, что внутрипластовое горение ранее не применялось к залежам сверхвязких нефтей на такой глубине (8000-9000 футов – 2438-2743 м), высокая пластовая температура (200 °F – 93.3 °C) является благоприятным фактором для самовоспламенения, и достаточная подвижность нефти делает возможным применение процесса.

Другие крупные месторождения, содержащие значительную доли колумбийских нефтяных ресурсов, имеют характеристики, подобные месторождению Чичимен. Это свидетельствует о перспективе расширения при-

менения технологии внутрислового горения в Колумбии, и в конечном итоге в других странах, так как границы применения технологии раздвигаются дальше существующих пределов применимости.

Экопетрол имеет партнерские отношения с известными компаниями, университетами и консультантами,

обладающими соответствующим опытом применения технологии внутрислового горения. В настоящее время в Колумбийском Институте нефти работает современная лаборатория по внутрисловому горению, где разрабатываются возможности для численного моделирования процесса.

Экспериментальный участок внутрислового горения на месторождении Чичимен, Колумбия

Экспериментальный участок внутрислового горения на месторождении Чичимен состоит из одной нагнетательной скважины (СН-174), двух наблюдательных скважин (СН-172 и СН-173) и трех добывающих скважин первого ряда (СН-95, СН-96 и СН-97). Скважины первой линии расположены на расстоянии около 120 м от нагнетательной скважины, образуя площадь примерно 10 акр. Кроме того, второй ряд добывающих скважин (скважины, наиболее близко расположенные к первой линии скважин) будет включен в мониторинг с целью оценки влияния процесса на эти скважины. Схематическое изображение геометрического распределения пилотных скважин показано на рисунке 2.

Последовательность осадкообразования стратиграфического блока Т2 является выдержанной по латерали на пилотном участке. С технологической точки зрения этот блок разделен на восемь подблоков, которые легко идентифицировать на участке в связи с высокой степенью корреляции исходя из этого типа обстановки осадконакопления (Рис. 3).

Одной из ближайших скважин второго ряда является добывающая скважина СН-22. Скважина СН-22 отделена от опытного участка разломом с высотой структурного скачка 140 ft. Тем не менее, существует поверхность соприкосновения коллекторов между пачкой Т2_40, в которой находится нагнетательная скважина, и пачкой Т2_60 с добывающей скважиной СН-22, которая позволяет сделать вывод, что разлом не изолирующий (Рис. 4).

Определено, что два года будет вполне достаточно для оценки эффективности процесса внутрислового горения. Моделирование дает прирост добычи, близкий к 35 % от начальных геологических запасов нефти. Текущая подготовка к запуску пилотного проекта включает в себя подробные лабораторные исследования и расчеты вариантов разработки.

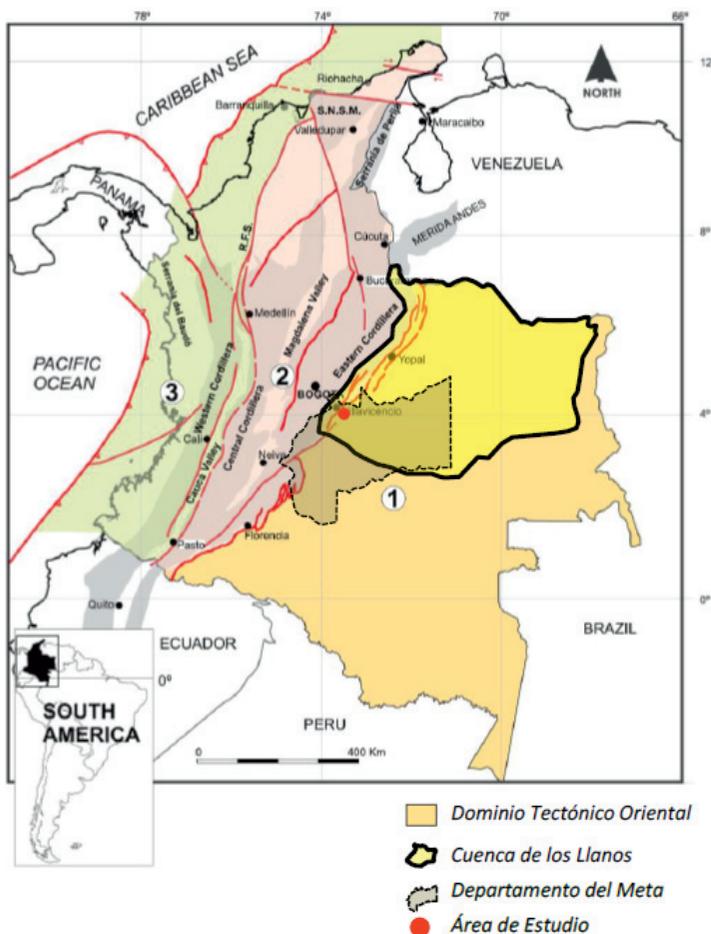


Рис. 1. Расположение месторождения Чичимен на карте.

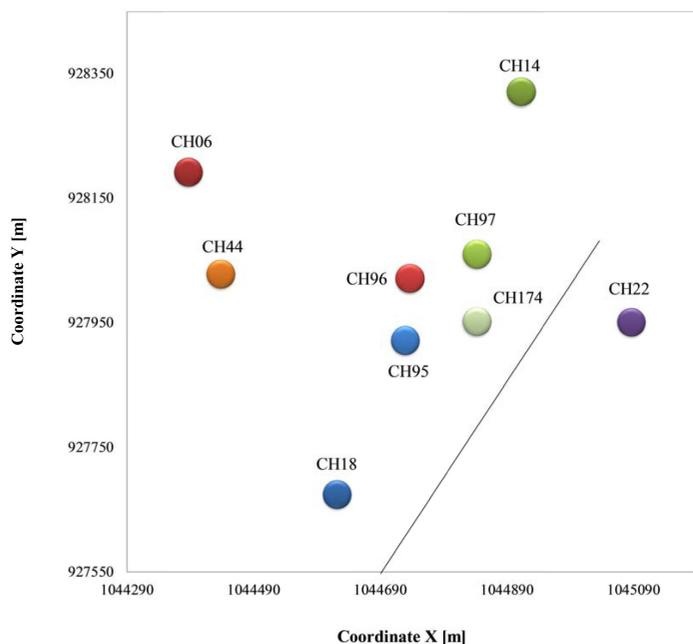


Рис. 2. Схематическое изображение геометрического распределения пилотных скважин.

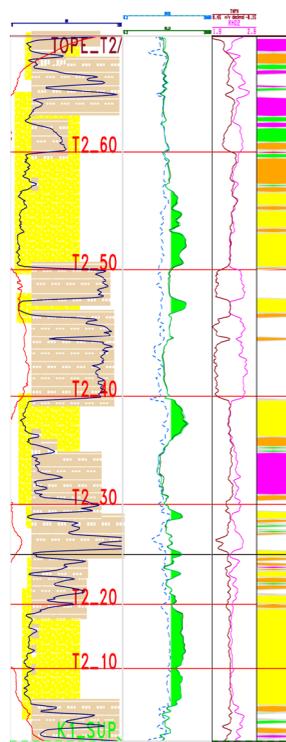


Рис. 3. Подблок формации Т2.

пературы может привести к отрыву от пласта и смятию обсадной колонны;

- увеличение скорости потока вызывает гидродинамическое сопротивление течению, т.о. более крупные частицы будут двигаться по направлению к добывающей скважине (Gonzalez, 2005).

Избыточный вынос твердых частиц может привести к снижению дебита скважины при добычи жидкости, а также может потребоваться замена оборудования из-за эрозии.

4. Эмульсии. Они в основном образуются в присутствии эмульгатора и достаточного количества энергии для образования эмульсии. Они могут появляться на любой стадии разработки. При наличии песка или коррозии проблема может ухудшиться. В случае процесса внутрислоевого горения образуются очень стабильные эмульсии типа "вода в нефти" (Pineda, 2009). Факторами, влияющими на образование эмульсий во время внутрислоевого горения, являются:

- низкотемпературные реакции окисления, присутствующие во время формирования фронта горения; окисление сырой нефти уменьшает поверхностное натяжение, что способствует стабилизации эмульсий;

- CO₂, образующийся в процессе сгорания, может привести к осаждению смол и асфальтенов в коллоидной форме;

- продукты коррозии, такие как сульфиды железа, являются стабилизаторами эмульсий;

- сконденсированный пар впереди фронта горения, присутствующий в пласте или наземном оборудовании, может стабилизироваться микронными и субмикронными частицами эмульгирующих агентов;

- турбулентная энергия потока и газ, выделяющийся из жидкости в пласте, могут также создавать эмульсии, которые стабилизируются эмульгирующими агентами, созданными в течение горения.

5. Низкая приемистость и гидродинамическая связь между скважинами из-за наличия органических и неорганических отложений. Это прямо пропорционально проницаемости и пористости, а также обратно пропорционально вязкости жидкостей, присутствующих в пористой среде. В процессе образования кокса при горении, пористая среда может быть закольматирована, изменяя селективные линии тока к добывающим скважинам. Другие проблемы, такие как вынос песка и эмульсии, могут также влиять на приемистость и гидродинамическую связь в системе.

6. Механические повреждения. Из-за высоких температур цемент теряет прочность и изменяет структуру, так как образуются пустые пространства между пластом и цементом. Это, в свою очередь, ведет к свободному перемещению обсадной колонны, что может вызвать продольный изгиб или смятие. Точно также тепловые процессы могут влиять и на эксплуатационную колонну, вызывая эрозию, продольный изгиб, появление напряжений, коррозию и плавление.

7. Коррозия. Образуется при высоких температурах на забое; из-за кислорода в добывающей скважине, попадающего за счет явления языкообразования или неполного сгорания, растворенных в воде CO₂ и H₂S, нагнетания влажного воздуха, продуктов некоторых реакций окисления и проч.

8. Языкообразование в основном появляется на участках с большей проницаемостью, что приводит к раннему прорыву воздуха в добывающие скважины и, следовательно, к уменьшению эффективности площадного охвата пласта вытеснением.

9. Взрыв и повреждение компрессоров из-за высоких температур, высокой вибрации и чрезмерного шума, которые создают неблагоприятные условия для системы. Как правило, причины этих неисправностей заключаются в длительном сроке эксплуатации оборудования и отсутствии технического обслуживания.

Анализ рисков и характеристика производственных проблем при реализации проекта внутрислоевого горения на месторождении Чичимен

Используя вероятностную методологию, мы проанализировали производственные проблемы с целью определения их влияния и вероятности возникновения. Данный анализ необходим для того, чтобы сосредоточить свои ресурсы на мерах по уменьшению негативных последствий и решению наиболее опасных из них при реализации пилотного проекта Чичимен.

Качественный анализ рисков был проведен для того, чтобы сначала определить наиболее распространенные проблемы, возникающие при реализации проектов внутрислоевого горения с характеристиками, аналогичными для месторождения Чичимен, затем оценить их влияние и, наконец, оценить вероятность возникновения этих проблем. Воздействие оценивалось с учетом эффективности процесса, потери времени производства, потери объема производства,

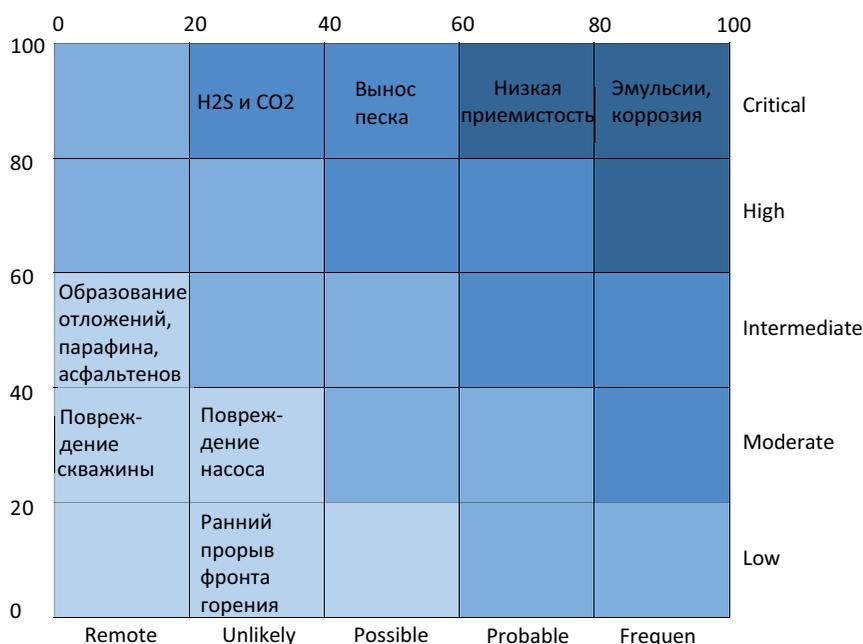


Рис. 5. Качественный анализ. Источник: Arias, Rodriguez, 2013.

выброса экологически небезопасных веществ и экономии. На рисунке 5 показан качественный анализ.

Как видно из рисунка, наиболее важными технологическими проблемами являются коррозия, эмульсии, низкая приемистость и гидродинамическая связь с последующим выносом песка и образование H_2S и CO_2 .

После анализа рисков, был произведен причинно-следственный анализ с целью определения взаимосвязи между параметрами, влияющими на основные производственные проблемы. Таким образом, можно не только графически понять наиболее важные параметры и вопросы, но и определить пути решения и стратегии по предотвращению нескольких проблем, поскольку причина очевидна и может быть источником для более чем одной проблемы. На рисунке 6 представлена обобщенная причинно-следственная диаграмма для анализируемых вопросов.

По результатам выполненного анализа и сравнения параметров на месторождении Чичимен и параметров других проектов внутрипластового горения, мы пришли к выводу, что коррозия является наиболее важной проблемой, с которой можно столкнуться при реализации пилотного проекта внутрипластового горения на месторождении Чичимен. Из всех производственных моментов, сравниваемых при анализе рисков и причинно-следственном анализе, 85 % параметров, которые

способствуют возникновению проблемы коррозии, существуют в случае месторождения Чичимен. Например, пластовая температура месторождения Чичимен составляет $185^{\circ}F$ ($85^{\circ}C$), а температурный диапазон для месторождений, испытывающих коррозию, составляет от 65 до $221^{\circ}F$ (от 18.3 до $105^{\circ}C$). Для проблем коррозии, эмульсий, выноса песка, приемистости и гидродинамической связи выводится самый высокий процент по сравнению с другими проектами, имеющими данные проблемы.

Экопетрол установила четыре направления исследования с целью охарактеризовать, проанализировать, определить пути решения для уменьшения негативных последствий и стратегии управления для данных конкретных вопросов. Тем не менее, стратегия мониторинга и контроля для пилотного проекта внутрипластового горения включает все возможные проблемы, наблюдаемые в предыдущих проектах, а также ожидаемые в ходе лабораторных анализов и моделирования, проводимых при подготовке к реализации проекта. Исследования были сосредоточены на следующих основных темах:

- (1) Влияние коррозии на целостность материала скважины и наземного оборудования;
- (2) Определение характеристик, образование и разрушение эмульсий, образующихся в процессе внутрипластового горения;

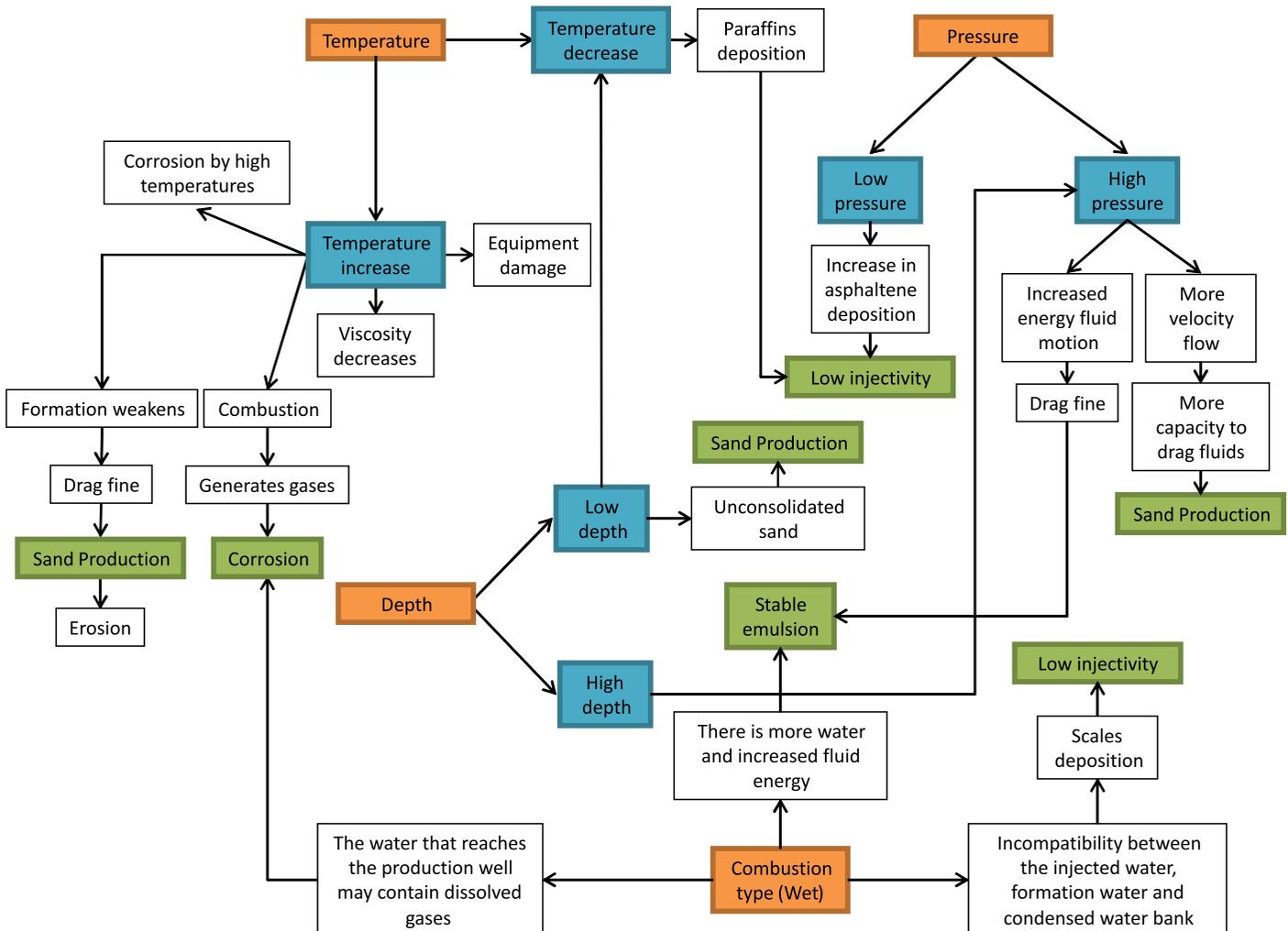


Рис. 6. Обобщенная причинно-следственная диаграмма.

- (3) Влияние температуры на уплотнение песка;
 (4) Анализ приемистости и гидродинамической связи на примере формации T2.

1. Анализ и выбор соответствующих материалов для сплавов, применяемых в процессе внутрислоевого горения

Первым шагом в анализе реализуемости проекта внутрислоевого горения является набор лабораторных испытаний: RTO (окисление при линейно повышаемой температуре), ARC (калориметрия в режиме ускорения), а также лабораторное испытание горения в трубе. Эти опыты были проведены с слоевой нефтью и породой. Для анализа в лаборатории была искусственно приготовлена слоевая вода с похожим химическим составом слоевой воды из формации T2 месторождения Чичимен.

Каждый из этих опытов предоставляет информацию о реакционной способности породы-жидкости, кинетике реакции окисления и, наконец, о процентном содержании каждого продукта, обнаруженного во время процесса. Химизм реакций включает образование CO_2 , CO и H_2S , а также кислорода, поступившего в ходе процесса. С помощью этих данных была создана опытная разработка и утвержден процесс выбора материалов.

В 1985 году R. Zawierucha, изучая поведение нескольких материалов, используемых для внутрислоевого горения, указывал на то, что выбор материалов для технологии этого типа должен быть подтвержден лабораторными и промышленными испытаниями, принимая во внимание следующее:

1. Лабораторные испытания погружения трубы из различных сплавов в широком диапазоне температур и агрессивном составе среды;
2. Электрохимический анализ;
3. Промысловые испытания погружения труб с пластинками из различных сплавов на забой как добывающих, так и на нагнетательных скважин.

Явление коррозии в нефтяных месторождениях, как правило, связано с наличием CO_2 и H_2S , однако растворенный кислород является еще одним агентом, который редко встречается в слоевых условиях, но достаточно распространен в пластах, подвергающихся нагнетанию воздуха или воды, как например, в случае внутрислоевого горения. Появление H_2S трудно предсказать, поскольку сульфид железа (FeS), трудный в результате коррозии, обычно не растворим при постоянном pH, и может образовывать пленку, которая защищает материал. В присутствии диоксида углерода (CO_2) pH уменьшается, а затем сульфид железа становится более растворимым. Кислород в присутствии H_2S и CO_2 ускоряет процесс коррозии.

Исторически сложилось так, что в проектах внутрислоевого горения, описываемых в литературе, показаны общие характеристики: все они обладают хорошей инфраструктурой и разработаны традиционными материалами из стали P110 и N80. Материалы с лучшими характеристиками включают в себя специальные сплавы с высокой стойкостью, такие как Incoloy, Inconel и Hastelloy, которые могут достигать незначительных величин коррозии, порядка 0.025 мм/год; тем не менее, с точки зрения экономической целесообразности, они могут стать невыгодными при реализации проекта, особенно когда речь

идет о пробном проекте, как Чичимен. Некоторые другие альтернативы включают сплавы хрома, которые обладают большей устойчивостью к нескольким коррозионным средам, особенно с содержанием хрома более 12 %.

Пилотному проекту внутрислоевого горения на месторождении Чичимен соответствуют следующие характеристики: 0.6 % H_2S (6000 частей на миллион) и 15 % молярной концентрации CO_2 (150000 частей на миллион), которые добавлены к глубине, удельной плотности в градусах API и температуре, которые должны учитываться отдельно для этого проекта, что затрудняет его сравнение с предыдущими проектами внутрислоевого горения, реализованными в других странах. В таких условиях существует широкая неопределенность в идентификации подходящих материалов для обсадной колонны и эксплуатационной трубы, а также трубопроводов и оборудования для наземных сооружений.

Выбор материалов для оборудования забоя скважин

Исходя из технологических условий и состава жидкости, учитываемых при моделировании коллектора, а также результатов лабораторных испытаний горения в трубе, были определены входные параметры моделирования механических свойств и коррозионной стойкости различных материалов для данных условий, таких как сплавы хрома (Cr 13 %), низколегированная углеродистая сталь, коррозионно-стойкий сплав на основе никеля, а также сталь в кислотозащищенном исполнении. Такое моделирование было проведено при технической поддержке компании Tenaris Tamsa (Мексика), с помощью их программного обеспечения Osprey и Matsel, подходящего для анализа механических и коррозионных условий.

Анализ механических параметров позволил установить, что обычные материалы, используемые для этой цели, такие как марки стали N80, P110 и Q125, в том числе материалы с хромовым сплавом, пригодны для реализации процесса внутрислоевого горения. Анализ коррозионной стойкости напротив показал большее ограничение в использовании всех альтернатив. Наиболее критические условия, наблюдавшиеся в ходе анализа коррозионной стойкости, это безусловно содержание H_2S из-за высокой чувствительности его к SSC (сероводородное растрескивание). Кроме того, анализ показал низкие значения скорости коррозии за счет CO_2 , вероятно, как следствие удельного веса в градусах API. Тяжелые нефти с низкой плотностью значительно уменьшают коррозию CO_2 , поскольку сами продукты коррозии (FeCO_3 и FeS) выступают в качестве защитных барьеров.

Анализ технологических параметров, обзор литературы и анализ моделирования, с помощью которого было определено, что самым критическим технологическим параметром является содержание H_2S , делают возможным использовать материалы, созданные для работы в кислой среде (применение в сероводородной среде), которые могли бы работать более эффективно.

С учетом этих результатов, комплексный анализ был сосредоточен на проверке пригодности материалов с учетом их прочностных механических свойств. Для того, чтобы подтвердить возможность использования этого

типа материалов, был проведен более обширный анализ механических свойств. Несколько вариантов моделирования было проведено с использованием более высоких коэффициентов запаса прочности по сравнению с отраслевыми стандартами. В результате, стальные сплавы, специально произведенные с малым количеством примесей (с чистотой сплава 99.9 %), определены как наиболее подходящие для реализации процесса на месторождении Чичимен. Для использования в качестве обсадных колонн и НКТ, они показывают лучшие характеристики при применении в кислой среде на основе следующих аспектов:

- предотвращение любого коррозионного воздействия за счет SSC;
- низкая вероятность коррозионного воздействия CO_2 , так как низкий API сырой нефти минимизирует его влияние на материалы;
- использование высокого коэффициента запаса прочности для проектирования в целях обеспечения целостности скважины в случае утончения любой из обсадных колонн или НКТ.

Выбор материалов для наземных сооружений

Еще большей проблемой, когда речь идет о наземном оборудовании, является сохранение целостности материалов стационарного оборудования с учетом критических условий из-за работы в очень кислой среде, которая приводит к угрозе возникновения внешней и внутренней коррозии.

Внутренняя коррозия – это явление, которое возникает внутри трубопровода или конструкции, где происходит взаимодействие между материалом и средой, приводя к разрушению материала. Коррозия при нагрузках и сильно-кислотных сред, таких как H_2S , известна как фактор повреждения, который сопровождается дополнительным растрескиванием, обычно встречающимся у высокопрочных сталей, при определенных условиях воздействия. SSC предполагает приложение вертикально направленной нагрузки при парциальном давлении H_2S выше, чем 0.34 кПа (0.05 psia). Такой механизм разрушения возникает из адсорбции атомов водорода, образовавшегося в катодной области при коррозии серой, действующей на поверхности материала.

Внешняя коррозия – это явление, которое вызывает физическое разрушение или растрескивание из-за поверхностного взаимодействия материала с внешней средой (воздух/почва). В результате может произойти равномерное или локальное/изолированное повреждение материала, а также растрескивание при воздействии окружающей среды.

Было выполнено моделирование явления коррозии и с помощью лабораторных испытаний при технологических параметрах, установленных на этапе проектирования, все риски были проанализированы. Результаты оценки позволяют установить восприимчивость материалов и их классификацию в жестком, высоком, умеренном или низком диапазоне коррозии в соответствии с критериями, включенными в стандарт практикума NACE SP0775.

Риски коррозии механическими воздействиями из окружающей среды H_2S являются одной из наиболее важных проблем при реализации проекта внутрипласто-

вого горения; также важно учитывать стандарты NACE MR0175 и API 57 с целью определения восприимчивости материала к SSC. По отношению к внешней коррозии, она должна контролироваться в основном для подземной инфраструктуры. Для этого необходимо оценить параметры окружающей среды, такие как проводимость, влажность, текстура, pH, сульфаты, карбонаты, количество кислот, удельное сопротивление и определение бактерий, снижающих содержание сульфатов/тиосульфатов.

Уменьшение негативных последствий коррозии и стратегия управления

При наличии рисков и характеристик их воздействия, важно определить меры, которые необходимо предпринять для того, чтобы избежать применения несоответствующего материала. Такой материал может поставить под угрозу успешное выполнение испытания внутрипластового горения. Прежде всего, этот анализ должен проводиться до стадии проектирования, так как можно разработать требуемые спецификации для обращения с коррозионными средами. Дальнейшие действия включают в себя контроль и альтернативные варианты уменьшения негативного последствия для инфраструктуры как наземных, так и подземных сооружений, для следующих возможных рисков:

1. Внутренняя коррозия: выбор материала, химическая обработка, мониторинг коррозии (контрольный образец, испытание трубы, физико-химический анализ воды, газа и сырой нефти).

2. Коррозия под воздействием среды H_2S (SS): выбор материала, химическая обработка, мониторинг SSC (контрольный образец, физико-химический анализ воды, газа и сырой нефти).

3. Внешняя коррозия: покрытие, системы катодной защиты.

Кроме того, важно выполнить проверку на основе риска как для скважин, так и для наземных сооружений, для того, чтобы понять, выявить и уменьшить риски, связанные с эксплуатацией труб и оборудования, для оптимизации затрат на техническое обслуживание. Для наземных сооружений проверка на основе риска базируется на концепции и критериях первоначальной разработки, моделирования и технологических параметров, из которых выявляются механизмы повреждения. Для подземного оборудования проверка на основе риска базируется на моделируемых рабочих условиях, концепции и критериях механического проектирования, которые позволяют определить и оценить уровень риска, а также наиболее критические виды разрушения для механической целостности скважин.

2. Определение характеристик, образование и разрушение эмульсий, образующихся в процессе внутрипластового горения

Вязкие эмульсии "вода в нефти" были обнаружены на месторождении во время процесса применения внутрипластового горения. Окисление сырой нефти при низких температурах (режим окисления при низкой температуре) приводит к увеличенной концентрации эмульгаторов в oleиновой фазе (Turta et al., 2005). Для решения

этой потенциальной проблемы выработана следующая стратегия работы с этими возможными осложнениями.

1. Образцы пластовой нефти с месторождения Чичимен подвергаются окислению в реакторе непрерывного действия при условиях, характерных для области режима окисления при низкой температуре.

2. Синтетические эмульсии получают путем смешивания окисленной сырой нефти с пластовой водой при высокой энергии.

3. Синтетические эмульсии характеризуются описанием их реологических свойств, Z-потенциала, количеством функциональных групп (с помощью методов масс-спектрометрии), а также распределением размеров капель воды.

4. Образцы с месторождения (эмульсии) принимаются в качестве промышленного аналога для внутрипластового горения, и характеризуются, как описано в предыдущем шаге.

5. Синтетические и промышленные эмульсии сравниваются, и выявляются общие соединения и физические свойства.

6. Предлагаются и испытываются в лаборатории комбинированные методики обработки, в том числе разбавление, химические добавки, нагрев и электростатическое воздействие как для синтетических, так и промышленных эмульсий.

Оптимальные температуры и гидродинамические условия потока в реакторе непрерывного действия, которые привели к стабилизации эмульсий "вода в нефти", как было установлено, согласуются в пределах диапазонов ЛТО. Характеристика показывает химические и физические сходства между двумя типами эмульсий. Пробная обработка позволила выявить приемлимые варианты для разрушения эмульсий с использованием существующих наземных сооружений.

3. Экспериментальное исследование воздействия температуры на уплотнение песка при внутрипластовом горении

Вывос песка в процессе термической добычи является очень распространенной проблемой из-за высокой температуры в коллекторах, которая влияет на цементированное вещество пород и минералогический состав, а также высокой скорости потока, которая способствует миграции частей в направлении добывающих скважин.

С целью определения влияния этих параметров на процесс внутрипластового горения на месторождении Чичимен, были проведены геомеханические, минералогические и морфологические анализы. Эти анализы были направлены на оценку уплотнения песка под действием механических нагрузок, вызванных высокой температурой при реакции окисления в ходе процесса внутрипластового горения. Несколько образцов породы подвергались термическим обработкам, моделирующим рабочие параметры внутрипластового горения, которые должны соблюдаться во время опытной эксплуатации.

Разработанная методология включает вопрос выбора интервала образца согласно выявленному литотипу, петрофизическому анализу, морфологической и минералогической характеристике посредством CMS (ограничивающая измерительная система), SEM (сканирующая электронная микроскопия) и XDR (рентгенография),

гранулометрическому распределению и одноосному сжатию. Цель такого анализа заключается в определении следующих параметров: модуль Юнга, коэффициент Пуассона, угол внутреннего трения, минералогический и морфологический состав, пористость, проницаемость и плотность зерен породы.

По результатам проведенных анализов установлена необходимость в проведении дальнейших экспериментальных испытаний, увеличении времени воздействия температурной обработки с тем, чтобы заранее отреагировать на пластовые условия при воздействии температуры в течение длительного времени, как это происходит во время продвижения фронта горения. Точная продолжительность воздействия температуры, используемая в первой экспериментальной попытке, показала несогласующиеся результаты между основным петрофизическим анализом и другими методами. Однако другие испытания показали обнадеживающие результаты: минералогические и морфологические изменения, низкие потери органического материала, незначительные изменения пористости в окружающей среде фронта горения, стабильный модуль Юнга (изменения до 5 %) и несущественные изменения коэффициента Пуассона (менее 10 %). Данные результаты указывают на умеренное влияние на уплотнение песка, за исключением зоны фронта горения. Скорость потока не достаточно большая, чтобы перетащить мелкий материал вплоть до добывающих скважин.

Другим важным аспектом из анализа является оценка флюидоупора. Анализ показал, что прочность возрастает с температурой для флюидоупора типа 1. Флюидоупор типа 2 не показал изменений при рентгенографическом анализе, однако было зарегистрировано снижение содержания глины после тепловой обработки без влияния на уплотнение песка в формации T2 и процесса изоляции в изучаемом интервале.

4. Анализ приемистости и гидродинамической связи на примере формации T2

Кратковременное испытание нагнетания воды было проведено в нагнетательной скважине СН-174 вскоре после завершения ее строительства, подтверждающей оценку порядка величины на основе петрофизических и геометрических свойств скважины и пласта. Согласно этим данным, расчетная скорость закачки не должна создавать градиент давления, который в любом случае влияет на рабочие диапазоны системы нагнетания-добычи.

Испытание гидродинамической связи с азотом (NCT) было запланировано в течение приблизительно трех недель. Цель испытания была двоякая:

- 1) Определить реакцию системы нагнетания-добычи для вытеснения сжимаемой жидкости из пласта;
- 2) Выявить закономерности потока, которые могли бы пролить свет на правильную геометрическую конструкцию и конфигурацию скважины на пилотном проекте.

Стратегия мониторинга была разработана, чтобы получить как можно больше информации из испытания NCT. Для мониторинга были определены четыре этапа:

- 1) Начальный этап, за неделю до закачки азота, чтобы получить точное фоновое значение для скорости газа, забойного давления и состава газа;

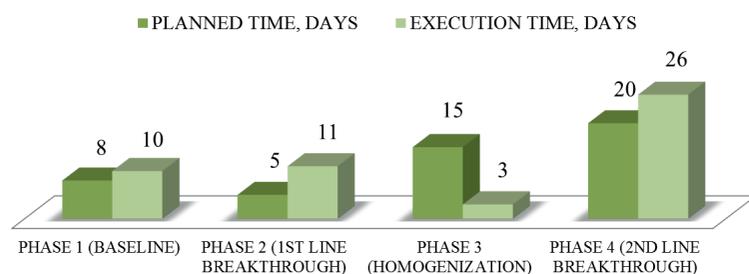


Рис. 7. Продолжительность каждой фазы НСТ: планируемая по сравнению с выполненной.

2) Обнаружение прорыва азота на добывающих скважинах первой линии (СН-95, СН-96 и СН-97, рис. 2) с постоянным контролем параметров механизированной эксплуатации и состава газа в этих скважинах;

3) Перенаправление потока азота, что приводит к наиболее равномерному распределению, с использованием данных и управлением работой за добывающими и нагнетательными скважинами первой линии;

4) Для обнаружения прорыва азота в других окружающих добывающих скважинах.

На рисунке 7 представлена проектная в сравнении с фактической продолжительность каждого из описанных выше этапов. Потребовалось больше времени, чтобы азот прибыл в три добывающие скважины, чем предполагалось при моделировании пласта. Неопределенные параметры должны быть последовательно скорректированы в имитационной модели, чтобы соответствовать такому поведению. Тем не менее, время прорыва было очень похоже, возникая в течении 48 часов друг от друга, что свидетельствует о равномерном продвижении фронта азота в экспериментальном объеме.

Стадия гомогенизации длилась всего три дня, ограничиваясь неустойчивой механизированной эксплуатацией при более высоком газовом факторе, что в конечном итоге привело к отключению добывающих скважин первой линии и увеличению времени мониторинга за следующими скважинами. Мониторинг был продлен более, чем на две недели до окончания закачки азота. Азота не было обнаружено ни в одной из добывающих скважин второй линии, в то время, как скважины первой линии были в работе.

Время прохождения азота по пласту коррелируется с расстоянием между нагнетательной скважиной и всеми добывающими скважинами во всех направлениях. Это свидетельствует о весьма благоприятном сценарии для нагнетания воздуха, так как отражает, что формация Т2 является однородной на опытном участке и за его пределами. Это наблюдение было верно даже для скважины СН-22, которая находится на другой стороне разлома в грабене (Рис. 4). Моделирование пласта не прогнозирует раннее появление азота в этой скважине, и модель должна быть доработана для лучшей связи в этом направлении. Эти корректировки в имитационной модели имеют решающее значение для более эффективного прогнозирования и мониторинга во время реализации процесса внутривластного горения.

С точки зрения эксплуатационных характеристик системы, корректировки необходимы в параметрах механизма добычи, чтобы избежать проблем из-за высоких темпов добычи газа.

Заключение

Для того, чтобы управлять возможными технологическими осложнениями в ходе реализации проекта внутривластного горения, важно провести ряд экспериментальных анализов. Эти экспериментальные испытания должны включать характеристику ожидаемых технологических проблем, поиск решений для уменьшения негативных последствий и выработку стратегии управления. При анализе применения технологии внутривластного горения на месторождении Чичимен, наиболее важными проблемами оказались коррозия, эмульсии, вынос песка и отсутствие приемистости и гидродинамической связи между скважинами. Для каждой из этих проблем был создан план мониторинга и уменьшения негативных последствий; тем не менее, их реальное воздействие можно будет проверить только в ходе опытной эксплуатации.

Благодарность

Авторы выражают благодарность команде пилотного проекта внутривластного горения на месторождении Чичимен в Escopetrol. Мы также благодарим команду консультантов и смежных компаний и учреждений, сотрудничающих с Escopetrol в течение реализации пилотного проекта: Alex Turta, Anthony Kovscek, Claude Gabelle, Gordon Moore, John Belgrave, Louis Castanier, Marco Thiele, Margot Gerritsen, Olivier Clause, Raj Mehta и представитель ONGC и UIS.

Литература

- Arias, A, Rodriguez, C. Alternativas para los problemas operacionales críticos durante la implementación de un proceso de combustión in situ en un campo de crudo pesado en Colombia. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013.
- Crabtree, M, et al. La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. En: Schumberger [en línea]. 1999. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf.
- Creek, J, et al. Los asfaltos: Problemáticos pero ricos en potencial. En: Schumberger [en línea]. 2007. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut07/p22_43.pdf.
- Gómez, R. Evaluación de la factibilidad técnica para la implementación de un monitoreo sísmico en un proceso de combustión in situ, caso de estudio, Cuenca de llanos, Colombia. Master thesis. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013.
- Mourits, F, Coulombe, S. Separation and characterization of surfactants presents in emulsions produced in thermal recovery process. SPE SS-89-24. 1989.
- Pineda, C. Guía laboratorio de fluidos. Identificación y tratamiento químico de emulsiones. Bucaramanga. 2009.
- Turta, A.T., Chattopadhyay, S.K., Bhattacharya, R.N. et al. Current Status of the Commercial in Situ Combustion (ISC) Projects and New Approaches to Apply ISC. Paper SPE 2005-002. *Canadian International Petroleum Conference*. Calgary, Alberta, Canada. 7-9 June, 2005. <http://dx.doi.org/10.2118/2005-002-MS>.
- Zawierucha, R. Materials Performance in Thermal Enhanced Oil Recovery Environments. *The Journal of Canadian Petroleum*. Ucc-Linde Division. Montreal. REVISTA.1985

Сведения об авторах

Hugo García – ведущий специалист, отдел по исследованию и разработке методов увеличения нефтеотдачи, Экопетрол – Колумбийский нефтяной институт
Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta
Тел: +57-76847392
E-mail: hugo.garcia@ecopetrol.com.co

Eider Niz Velasquez – PhD, отдел по исследованию и разработке методов увеличения нефтеотдачи, Экопетрол – Колумбийский нефтяной институт
Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta
Тел: +57-76847598
E-mail: eider.niz@ecopetrol.com.co

Martha Trujillo – ведущий специалист, отдел по исследованию и разработке методов увеличения нефтеотдачи, Экопетрол – Колумбийский нефтяной институт
Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta
Тел: +57-76847158
E-mail: martha.trujillo@ecopetrol.com.co

Статья поступила в редакцию 20.10.2016

Anticipating Operational Issues for the Field Pilot Test of Air Injection in Chichimene, Colombia

H. García, E. Niz Velásquez, M. Trujillo-Portillo
Colombian Petroleum Institute, Bucaramanga, Santander, Colombia

Abstract. Colombia possesses 53000 MBBL OOIP, from which 36 % corresponds to heavy and extra heavy oil. Out of this, 19000 MBBL (70 %) are located in reservoirs at depths greater than 6000 ft. This fact makes mature EOR processes such as steam injection very challenging, forcing Ecopetrol to look for other alternatives to improve the recovery factor for this type of reservoirs.

In situ combustion is a technology widely tested through the history of the oil industry. With applications since the early 40th's, there have been very successful projects around the world such as Suplacu de Barceau in Romania and Balol and Santhal in India with recovery factors above 50 %; however several failures have been reported due to both reservoir conformance and operational malpractices.

Chichimene in situ combustion pilot is the first attempt for Ecopetrol to incorporate this technology that could be applied to at least 80 % of its heavy oil assets. It is important in every stage of the process to determine the possible operational issues that may come with the technology in order to establish the procedures and strategies to either avoid or mitigate the impact that these factors may have in the success of the test. Through analogy analysis as well as experimental tests run in the laboratory, a risk characterization and analysis was carried out and the most critical problems were identified for our specific case.

The Colombian Petroleum Institute of Ecopetrol then established four lines of research, one for each of the issues with high probability of impacting the Chichimene pilot: (1) Materials integrity for both bottom hole and surface equipment due to corrosion; (2) Characterization, preparation and treatment of emulsions from the in situ combustion process; (3) Temperature impact on sand consolidation; (4) Analysis of injectivity and connectivity through the target formation.

Keywords: In situ Combustion, heavy Oil, Operational Issues, emulsions, corrosion, sand consolidation, injectivity, connectivity

References

- Arias, A, Rodriguez, C. Alternativas para los problemas operacionales críticos durante la implementación de un proceso de combustión in situ en un campo de crudo pesado en Colombia. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013.
- Crabtree, M, et al. La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. En: Schumberger [en línea]. 1999. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf.
- Creek, J, et al. Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. En:

Schumberger [en línea]. 2007. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut07/p22_43.pdf.

Gómez, R. Evaluación de la factibilidad técnica para la implementación de un monitoreo sísmico en un proceso de combustión in situ, caso de estudio, Cuenca de llanos, Colombia. Master thesis. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2013.

Mourits, F, Coulombe, S. Separation and characterization of surfactants presents in emulsions produced in thermal recovery process. SPE SS-89-24. 1989.

Pineda, C. Guía laboratorio de fluidos. Identificación y tratamiento químico de emulsiones. Bucaramanga. 2009.

Turta, A.T., Chattopadhyay, S.K., Bhattacharya, R.N. et al. Current Status of the Commercial in Situ Combustion (ISC) Projects and New Approaches to Apply ISC. Paper SPE 2005-002. *Canadian International Petroleum Conference*. Calgary, Alberta, Canada. 7-9 June, 2005. <http://dx.doi.org/10.2118/2005-002-MS>.

Zawierucha, R. Materials Performance in Thermal Enhanced Oil Recovery Environments. *The Journal of Canadian Petroleum*. Ucc-Linde Division. Montreal. REVISTA.1985

For citation: García H., Niz Velásquez E., Trujillo M. Anticipating Operational Issues for the Field Pilot Test of Air Injection in Chichimene, Colombia. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 4. Part 1. Pp. 289-298. DOI: 10.18599/grs.18.4.6

Information about authors

Hugo García – Petroleum Engineering, M. Eng., Research & Development EOR Department, Ecopetrol S.A. – Colombian Petroleum Institute
Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta
Phone: +57-76847392
E-mail: hugo.garcia@ecopetrol.com.co

Eider Niz Velasquez – Petroleum Engineering, PhD Research & Development, EOR Department, Ecopetrol S.A. – Colombian Petroleum Institute
Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta
Phone: +57-76847598
E-mail: eider.niz@ecopetrol.com.co

Martha Trujillo – Petroleum Engineering, MSc Leading in EOR Department, Ecopetrol S.A. – Colombian Petroleum Institute
Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta
Phone: +57-76847158
E-mail: martha.trujillo@ecopetrol.com.co

Manuscript received October 20, 2016