

Формула секвестрации CO₂-EOR: извлечение, динамический мониторинг и взаимная оптимизация. The CO₂-EOR sequestration equation: recovery, dynamic monitoring, and co-optimization

Dan Bossie-Codreanu¹

Промышленность стала признавать пользу от закачивания CO₂ в геологические формации последние пятнадцать лет. Целью данной закачки была не секвестрация/хранение, а замещение/разжижение нефти, увеличение нефтеотдачи (EOR). Хотя большая часть закачанного CO₂ остается в нефтяном коллекторе, часть потока не может рассматриваться в рамках проектов по секвестрации/хранению, поскольку источником CO₂ является другая геологическая формация. Операция CO₂-EOR нацелена на извлечение как можно большего количества нефти, при потреблении минимального количества CO₂. Целью секвестрации является хранение максимального количества CO₂ и гарантия безопасности хранения. Это влияет на планирование этих двух операций. Концепция мониторинга, общая для обоих подходов - EOR и секвестрации - может означать разные вещи в зависимости от того, что движет - оптимизация добычи или секвестрация.

Можем ли мы примирить различные цели и подходы? Давайте начнем с того, что признаем два важных момента:

- Оптимизация секвестрации CO₂ в коллекторе является прямым следствием оптимизации нефтедобычи. Помимо технических аспектов, этот вопрос влияет на вопрос экономии.
- Мониторинг является динамическим процессом, зависящим от масштаба, частью проектирования EOR. Секвестрация CO₂ становится последней стадией проекта EOR, оптимизированного до закрытия месторождения. Это дает дополнительный объект к управлению коллектором.

По нашему мнению, совместное управление добычей нефти с удержанием CO₂ всегда является выигрышной стратегией. Даже если при извлечении нефти не происходит смешивания, и таким образом, оно низкое, дополнительная нефть всегда компенсирует частично, или полностью, стадию секвестрации, что улучшит экономические показатели.

Чтобы проиллюстрировать данный подход, давайте, прежде всего обобщим то, чему научили нас четыре десятилетия заполнения пласта CO₂, остановимся на статусе текущих проектов CO₂-EOR в мире, целях секвестрации и затем проиллюстрируем на реалистичном примере возможный способ планирования процесса секвестрации, интегрированного в стадию EOR.

EOR и CO₂: его принципы

При работах EOR, главными задачами являются эффективность вытеснения и CO₂ и контроль за прорывами газа. Для этих операций управление давлением

является компромиссом между минимально допустимыми давлениями на устье скважины и давлением смешиваемости или состояния близкого к смешиваемости, в коллекторе.

Концепция смешиваемости (или состояния близкого к смешиваемости) – лежит в основе процесса EOR, поскольку 90% всех работ с CO₂ в мире производится при смешивании. Пример значимости явления смешивания иллюстрируется ниже на Рис. 1, на примере микро-модели и условий коллектора пермского бассейна и разного состава нефти.

Механизм, с помощью которого добыча нефти увеличивается, заключается в развитии фазы смешивания (или близкой к смешиванию), вызывающей либо испарение более легких фракций нефти или конденсацию в фазу, богатую CO₂. В обоих случаях остается нефть, в зависимости от термодинамического поведения в присутствии CO₂ и, в большем масштабе, на неоднородностях, управляющих захватом CO₂ на стадии извлечения нефти. Производительность пласта, которую надо учитывать, складывается из:

- Эффективности вытеснения, $E_D(V)$: доли подвижной нефти, вытесняемой в зону, охваченную процессом, в любое заданное время (соответствует закачанному поровому объему).
- Площадного коэффициента охвата пород, E_A : доли общей площади коллектора, в которую внедряется закачиваемый флюид.
- Коэффициента вертикального охвата по мощности, E_v : части пласта по вертикали, которая контактирует с закачиваемым флюидом. Максимальный охват получается, когда фронт вытеснения продвигается через коллектор в виде плоскости, перпендикулярной поверхности напластования.
- Эффективности разжижения, E_M : доли нефти, содержащейся в пласте на начало процедуры, которую можно извлечь при 100% площадного, вертикального охвата и эффективности вытеснения, являющаяся главной целью всех процедур EOR.

Физические механизмы, управляющие вытеснением нефти, суммируются на Рис. 2.

Из вышесказанного понятно, каковы цели индустрии при оптимизации и чего желательно избежать. Во многих теоретических текстах детально останавливаются на этом вопросе (Stalkup, F. J., 1983; Klins, M.A., 1984; Lake L.W., 1989). Учитывая тот факт, что общая эффективность является производением всех выше заданных эффективностей, главной целью является достижение смешиваемости, улучшение вертикального охвата и улучшение площадного охвата.

¹ Institut Francais du Pétrole, 1 - 4 Avenue de Bois-Preau, 92852 Rueil Malmaison Cedex, France.

E-mail: dan.bossie-codreanu@ifp.fr.

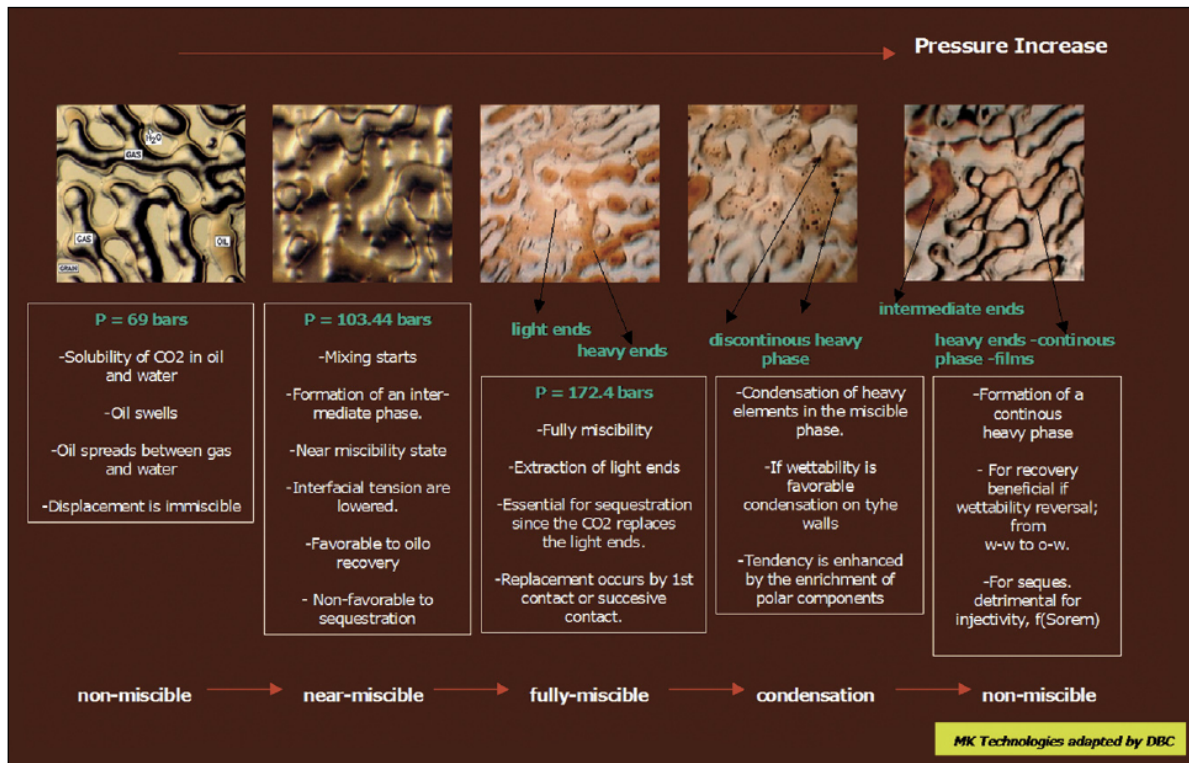


Рисунок 1 Микромодель, иллюстрирующая различные стадии развития смешивания.

EOR и CO₂: современное состояние

Как сказано ранее, CO₂ использовался для целей EOR последние 40 лет. В настоящее время, в 79 проектах по всему миру (на 2004 г.) применяется CO₂ в целях увеличения отдачи. Большая часть деятельности сосредоточена в Соединенных Штатах - 70 проектов со смешивающимся агентом и один проект с несмешивающимся агентом – а также деятельность в Тринидаде (пять проектов с несмешивающимся агентом), Канаде (два проекта со смешивающимся агентом) и один проект с несмешивающимся агентом в Турции. Добыча с помощью CO₂-EOR достигает до 230,000 баррелей, что составляет 0.3% мировой добычи нефти (*Oil and Gas Journal*, 2004). Рис. 3 демонстрирует эволюцию добычи нефти с CO₂-EOR в США.

На Европейском рынке ситуация следующая – только несколько экспериментальных тестов выполнялось в 80'х в Венгрии (IEA, 2000), которые в настоящее время заброшены. В Северном море никогда не применялась схема CO₂-EOR. Добыча

нефти в Европе лидирует в Великобритании и Норвегии (соответственно 2.4*10⁶ баррелей/день для Великобритании и 2.85*10⁶ баррелей/день для Норвегии в 2003) (ОРЕС, 2003). Учитывая тот факт, что разрыв между добычей и потребностью будет все больше расширяться в будущем (ЕС, 2004), следует ожидать больше работ методом CO₂-EOR в Европейском секторе (Рис. 4).

Причины того, почему CO₂-EOR в настоящее время не используется в Европе можно найти на примере США. Добыча нефти при помощи увеличения отдачи с использованием CO₂ достигла 3.6% от всей добычи нефти в США (что представляет 31% от всей нефти, извлеченной при помощи методов увеличения отдачи в 2004). Большая часть из данной добычи строится на пяти крупных проектах, при этом дебит варьирует от 41,000 б/день для месторождения Wasson-Denver до 7200 б/день для проекта Means. С 1972 г., даты первого запуска проекта SACROC, охватывающего все месторождение, деятельность CO₂-EOR непрерывно росла благодаря (Hawkins et al., 1996):

- Технологическому прогрессу, уменьшающему затраты на извлечение
- Разработке способов получения CO₂ из природных источников
- Постройке сети трубопроводов – ежедневное распределение 30*10⁶ м³ CO₂ (Holtz et al., 2005)
- Стимулу правительства и реструктуризации компаний, что создает благоприятный бизнес климат.

Начатые проекты были нацелены на достижение смешиваемости и сокращение вязкости нефти. Схемы закачивания (WAG (водогазовая репрессия) или убывающая

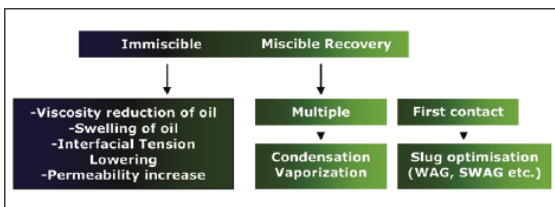


Рисунок 2 Классификация основных механизмов EOR.

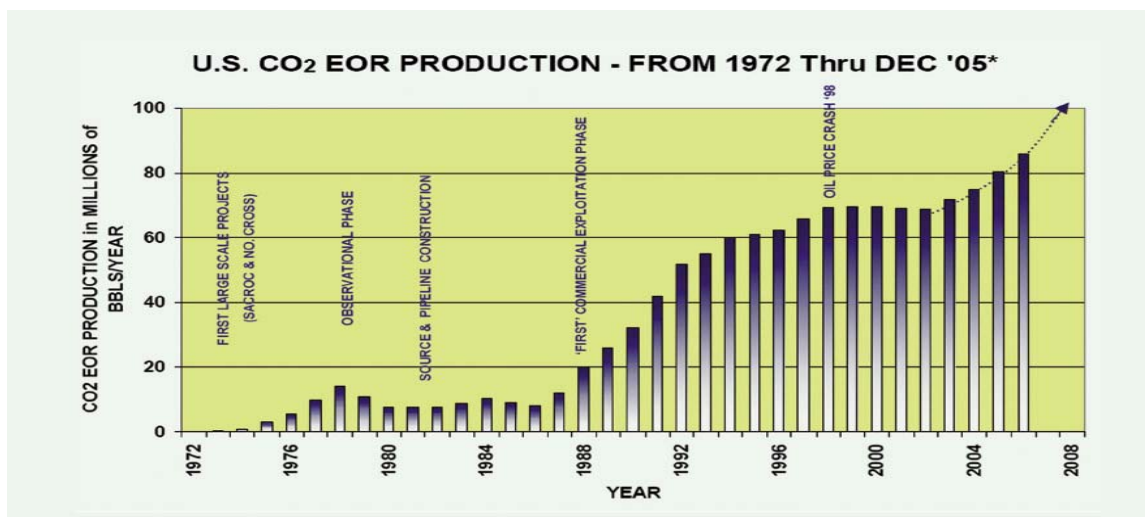
CO₂ секвестрация

Рисунок 3 История добычи нефти с помощью CO₂-EOR в США (Melzer, 2006).

WAG – для которой соотношение CO₂ и воды меняется со временем) – нацелены на улучшение вертикального охвата заводнения. Пластовые условия при которых выполнялось заводнение CO₂ – от малоглубинных до глубинных (1000 до 3000 м), с вязкостью от низкой до средней (0.1 до 6 сантипуаз), как в песчаниках, так в карбонатах.

Экономический успех многих проектов со вмешиваемыми агентами указывают на несколько необходимых критериев:

- Поддержание давления в коллекторе выше MMP – минимального давления смешиваемости (Sheldon and Yarbrough, 1977)
- Относительно высокое водонасыщение после заводнения -35% до 40% (Kleinselber, 1990)
- Однородный коллектор с небольшой вертикальной неоднородностью и предпочтительно со значениями проницаемости выше 100 мДарси (DTI, 1991)
- Плотность нефтей выше 35 API, при вязкости, лежащей в диапазоне от 1 до 3 сантипуаз (DTI, 1991)

В проектах с несмешиваемыми агентами (*Oil and Gas Journal*, 2004) показано, что высокая проницаемость, хорошее вертикальное и латеральное сообщение в коллекторе и отсутствие трещин являются благоприятными условиями, которые приводят к получению коэффициента извлечения от 4 до 8%.

Во многих публикациях эти проекты рассматривались в деталях (EPRI, 1991). Обобщение различий между вытеснением с помощью смешиваемых и несмешиваемых агентов приводится в таблице ниже.

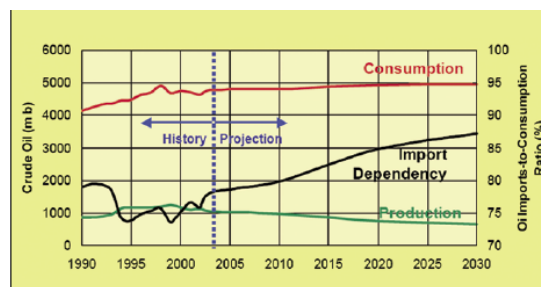


Рисунок 4 Потребление и добыча нефти в Европе: история и будущее.

Если мы посмотрим на таблицу ниже, на характеристики Северного моря по сравнению с Северной Америкой, мы сможем понять прочему процесс CO₂-EOR не использовался на Северном море.

Если добавить к вышеозначенному стоимость инфраструктуры, которую необходимо иметь для транспортировки CO₂ на море, можно легко понять, что дополнительный коэффициент извлечения не может перевесить капитальные затраты. Однако же, 'эра секвестрации' заставляет решать два общих вопроса: 1) нахождение пространства, в котором можно с легкостью хранить CO₂. Запасы нефти являются природным 'мусорным баком' для которого породы покрывки, неоднородности и коллекторские свойства хорошо известны, благодаря десятилетиям добычи, и 2) нахождение способов сделать секвестрацию как можно более выгодной, что предусматривает возможность добавочной стоимости CO₂-EOR (несмотря на низкий коэффициент извлечения).

	Смешиваемый EOR	Несмешиваемый EOR
Длительность проекта	Может быть коротким (<10 лет)	Длительный (> 10 лет)
Начало проекта	До или после заводнения	После заводнения
Время извлечения дополнительной нефти	Рано – 1 до 3 лет	Поздно - 5 до 8 лет
Размер проекта	Может быть маленьким	Более крупный
Уровень сложности	Сложное извлечение	Более простое извлечение
Необходимость утилизации	Неизбежно	Можно избежать
Потенциальный коэф. извлечения	До 16% - реалистичные значения не получаются путем моделирования	До 8%
Полевой опыт	Существенный	Небольшой

	Северная Америка	Северное море	Комментарии
Тип коллектора	Преимущественно карбонатный	Преимущественно песчаники	Не проблема, поскольку коллектора песчаники и карбонаты в США использовались.
Проницаемость	От средней до низкой от 50 до 500 мДарси	Большие значения > 500мДарси	Основное различие заключается в неоднородности, которая выше для коллекторов Северного моря.
Глубина	Малая глубина	Высокая	На акватории для Северного моря
Производительность	Низкая	Очень высокая	
Шаг	Небольшой	Большой	
Стратиграция	Нетрещиноватые горизонтальные слои	Трещиноватые наклонные слои	Влияет на вертикальный и горизонтальный охват
Нефть API	28 - 42	> 35	Опыт США охватывает диапазон Северного моря.

Секвестрация: нужды и желания

Давайте посмотрим о чем говорит нам практика секвестрации. Процедура секвестрации имеет целью бессрочное улавливание (по меньшей мере, на длительный срок) CO₂ под землей. Основными элементами, которые выводят процедуру секвестрации CO₂ за пределы экономических соображений:

- **Схема CO₂ производственного цикла (CO₂ захват).**
Существуют технические знания. Основными ожидаемыми улучшениями будет мониторинг вентиляции и коррозии.
- **Рациональное закачивание CO₂.** Если разрабатываются методы мониторинга и предупреждения последствий, то предпочтительно выполнять адекватный контроль за низкой приемистостью в нескольких нагнетательных скважинах.
- **Адекватная покрывка,** что означает, что давление, которое достигается после того, как резервуар заполнен, не превышает порогового давления породы-покрывки (Thomas et al., 1968).
- **Адекватная стратегия мониторинга,** оптимизирующая размещение CO₂, проверку хранящихся объемов, методик способных предсказывать и устранять утечки.

Последнее препятствие – сделать всю процедуру экономически нейтральной, это означает, что добавочная польза должна компенсировать расходы. Хотя эта нейтральность возможно, иллюзорна, имея перед собой пример исторического тренда в увеличении капиталовложений и производственных затрат в нефтяной промышленности, можно попытаться предусмотреть схемы закачивания/добычи, которые добавляют процедуры EOR или даже EGR (увеличения газодобычи) к работе по секвестрации.

В данных рамках можно предусмотреть две ситуации: прежде всего, операция EOR и секвестрация непрерывны. Мониторинг позволяет изменять схему закачки или окончательного уплотняющего бурения. Второе, разработка операции секвестрации выполняется как есть, без всякого дополнительного бурения. Управление давлением посредством методик добычи и закачки станет главной стратегией.

В пределах этих двух главных стратегий, мониторинг настраивается в соответствии с разрешением методики и основным использованием ее результатов: проверка, управление утечками, и/или оптимизация добычи нефти.

CO₂ секвестрация

Мониторинг и Масштаб исследования

Можно выделить три основных типа целей проведения мониторинга.

- Мониторинг направлен на оптимизацию добычи нефти. Мониторинг способствует оптимизации охвата CO₂ и дает рекомендации по точкам закачивания и возможному капитальному ремонту скважины, уплотняющему бурению, или даже типам доливки – классической WAG или убывающей WAG. Пример подобного применения можно найти в проекте Weyburn (IEA, 2004)
- Мониторинг, целью которого является проверка. Мониторинг (выполненный внутри коллектора) нацелен на определение количественного выражения объема

закачанного CO₂. Процедура ETS (Система торговли разрешениями на выбросы), начатая на Европейском уровне, подразумевает некую проверку объемов, подверженных секвестрации в целях регулирования. Хотя это и не нефтяной коллектор, работа, выполненная на площади Sleipner была первой, которая решала эту самую задачу (EC, 2005).

- Мониторинг, направленный на выявление утечек - 'информирование о неполадках'. Этот тип мониторинга имеет целью идентификацию возможных утечек, которые могут происходить при секвестрации. Этот тип мониторинга может выполняться в скважинах (Muller et al., 2005), над породой покрывкой (Oldenburg and Unger, 2004), или в самом коллекторе.

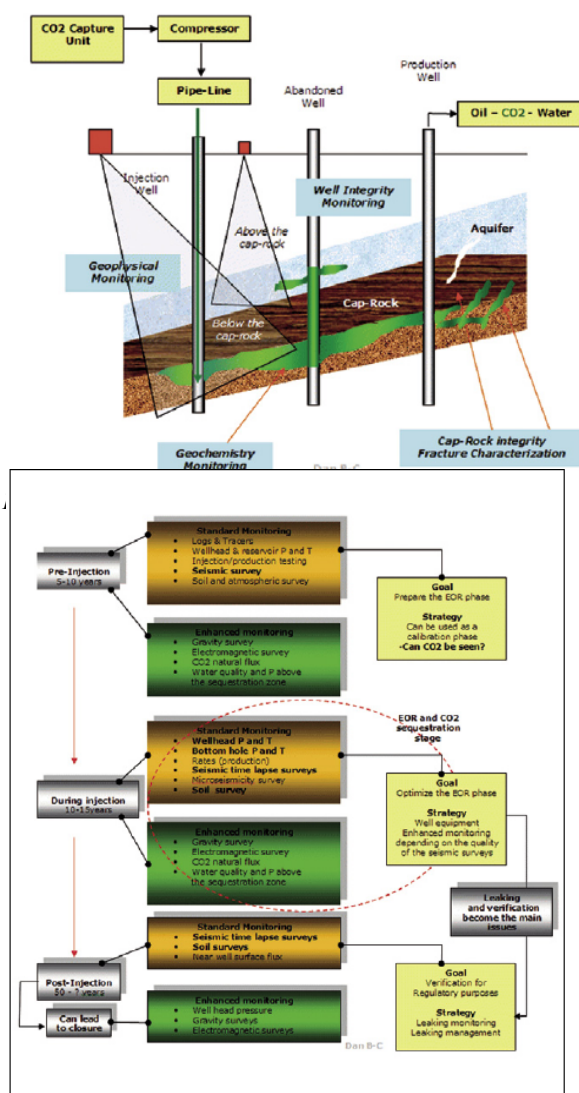


Рисунок 6 Различные способы мониторинга, используемые при различных стадиях работ.

Вторая и третья задачи являются обязательными для любого типа процедуры секвестрации, тогда как первая используется при потенциальном бурении загущающих скважин, оптимизации WAG и оптимизации всего закачивания. Схематическое изображение процесса мониторинга приводится на Рис. 5.

Практика мониторинга может использоваться на трех различных стадиях жизни коллектора:

- До- закачки CO₂. На этой стадии получают базисные данные.
- Во время закачки CO₂. На этой стадии мониторинг заключается преимущественно в сейсмических периодических наблюдениях в целях загущающего бурения или оптимизации закачивания.
- После закачки CO₂. Целью этой стадии, специально подготовленной для секвестрации, является уязвлявание объема закачки и управление утечками, основываясь на компромиссе между разрешением и стоимостью. Общий временной интервал, который относится к наблюдениям в период после закачки CO₂ остается открытым вопросом. Логичным кажется минимальный временной промежуток от 10 до 50 лет.

На каждой стадии мониторинг осуществляется с помощью различных методов, в различные моменты времени (Рис. 6)

Динамическая природа мониторинга видна на рис. 6. Во многих отчетах и исследованиях детально рассказывается о применении различных методик (Hoversten, G.M. and Gasperikova, 2003; Hoversten, G.M. et al., 2003; Brown et al., 2002).

Пример схемы EOR-секвестрации

Экономическую значимость секвестрации можно проанализировать с использованием таких концепций как социальная значимость, совместно с анализом будущей энергии. Она также может оцениваться с использованием примера реальной истощенной залежи, как мы делаем это с резервуаром во Франции. Проблема заключается в том, чтобы найти оптимальную стратегию секвестрации.

Резервуар

Адекватная база данных коллекторов была тщательно собрана и проанализирована. История добычи показывает, что начальная добыча была в первые 10 лет, вслед за чем последовала закачка воды, длящаяся

CO₂ секвестрация

около 30 лет, и месторождение завершало работу в было применено к закачке воды и пороговое давление течение 10 лет. Закачка воды была успешно выполнена Pth покрышки, оцененное по литологии и настроенное через 2 скважины (это априорно говорит о для граничных напряжений CO₂).

благоприятной возможности закачки CO₂), хотя потребуются несколько работ по гидроразрыву пласта. Была построена цифровая модель строения и выполнена адаптация модель к прошлым добычам (рис. 7 и 8).

Накладываемые граничные условия: давление гидроразрыва пласта $P_{lim} = 200$ бар, полученное по полевым данным при ремонтных работах скважины,

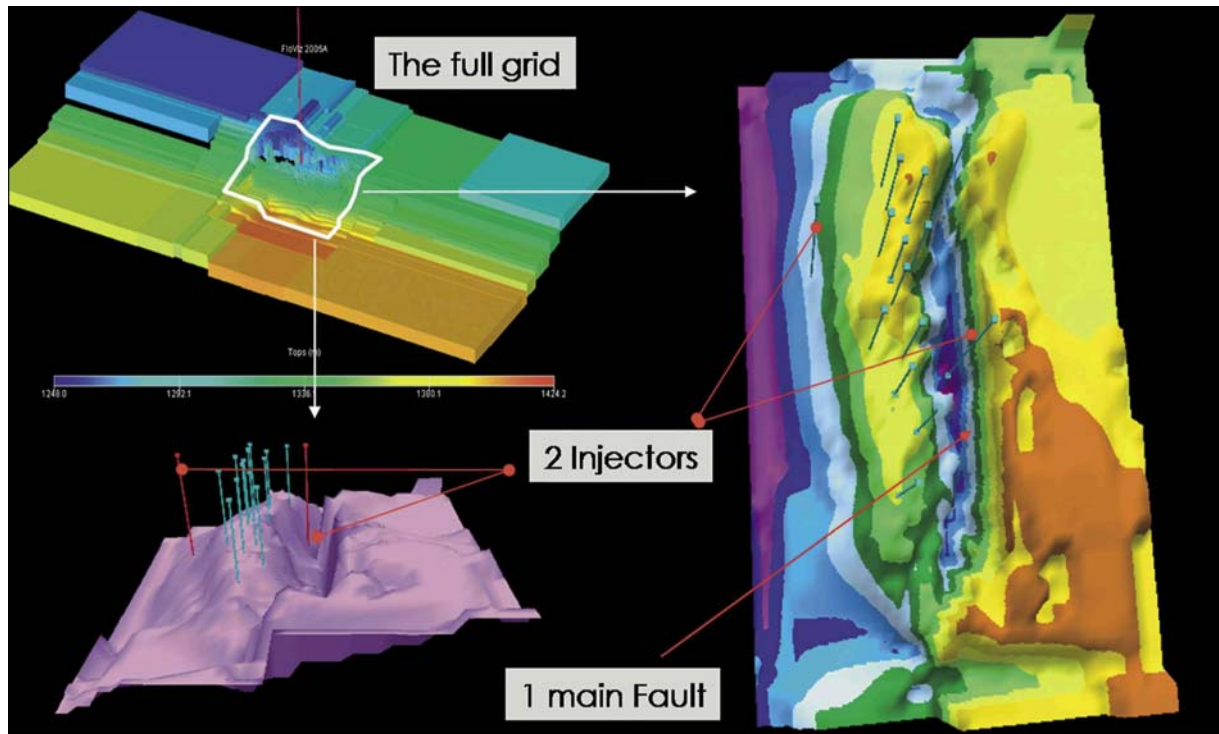


Рисунок 7 Численная модель французского коллектора.

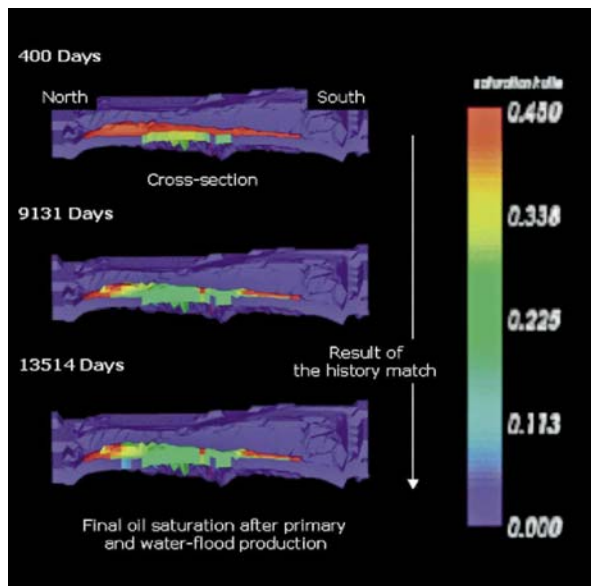


Рисунок 8 Финальная карта нефтенасыщения (S_o), полученная путем настройки модели.

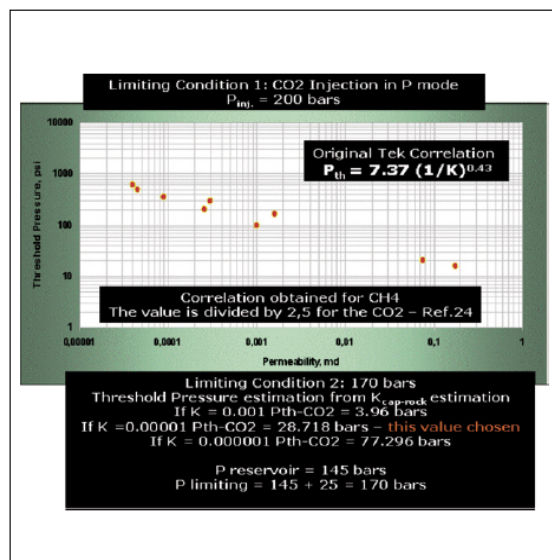


Рисунок 9 Режим предельных давлений.

Сценарии работы

Основными тремя сценариями являются:

- Закачка CO_2 в коллектор без добычи
- Добыча флюидов в течение пяти лет, вслед за чем следуют работы CO_2 -EOR. Работы EOR останавливаются в соответствии с GOR на месторождении, и возобновляется закачка CO_2
- Добыча флюидов в течение пяти лет, вслед за которой следуют работы CO_2 -EOR. Работы EOR останавливаются на основе данных GOR по скважинам, вслед за чем возобновляется закачка CO_2 .

В применяемой схеме закачивания использовались исходные перфорации в скважинах. Исследование было выполнено в предположении о том, что не будет выполняться ни капремонт скважины, ни дополнительное бурение. Результаты этого моделирования можно наблюдать на Рис. 10-15, на которых показана эволюция давления в добывающих и нагнетающих скважинах для всех случаев и количество CO_2 , которое можно хранить, при заданных граничных условиях, описываемых выше.

Пример 1: Закачка CO_2 без добычи флюида

Как можно видеть давления в добывающих скважинах очень быстро достигает граничного давления породы покрывки. В это время – среднее время для всех добывающих скважин – масса CO_2 , которая подлежит хранению, равна порядка $1.3 \cdot 10^6$ тонн.

CO_2 секвестрация

Пример 2: EOR- CO_2 /Остановка добычи на основе глобального управления GOR/Продолжение закачки CO_2 до граничного давления. Для примера 2 первая фаза заключается в добыче флюидов коллектора без закачки CO_2 , таким образом, понижая давление в коллекторе. Вторая фаза включает закачку CO_2 после остановки добычи по достижении некоего глобального GOR. Эта вторая фаза имеет сравнительно небольшую длительность, вслед за чем идет повторное увеличение давления в коллекторе посредством закачки CO_2 . Окончательная масса хранящегося CO_2 равна утроенной массе закачанного газа в примере 1. Эволюция давления в добывающих скважинах дает сведения о возможном управлении давлением.

Пример 3: EOR- CO_2 / Остановка давления на основе управления GOR по отдельным скважинам / Продолжение закачки CO_2 до граничного давления. В примере 3 GOR можно управлять в отдельных скважинах до момента закрытия месторождения, даже с удвоением добычи нефти, благодаря перенаправлению трубок тока в зонах, не охваченных вытеснением. Масса CO_2 , которая будет храниться, остается такой же. Таким образом, значительно увеличивается экономическая эффективность. Хотя все больше работы требуется для доступа к неоднородности, которая благоприятствует подобной оптимизации, управление давлением до закрытия может существенно улучшить экономический статус секвестрации. Как показано, точки закачки не были оптимизированы относительно нефти, которая остается в месторождении, что является отдельным вопросом. Обобщение всех результатов можно видеть на рис. 16.

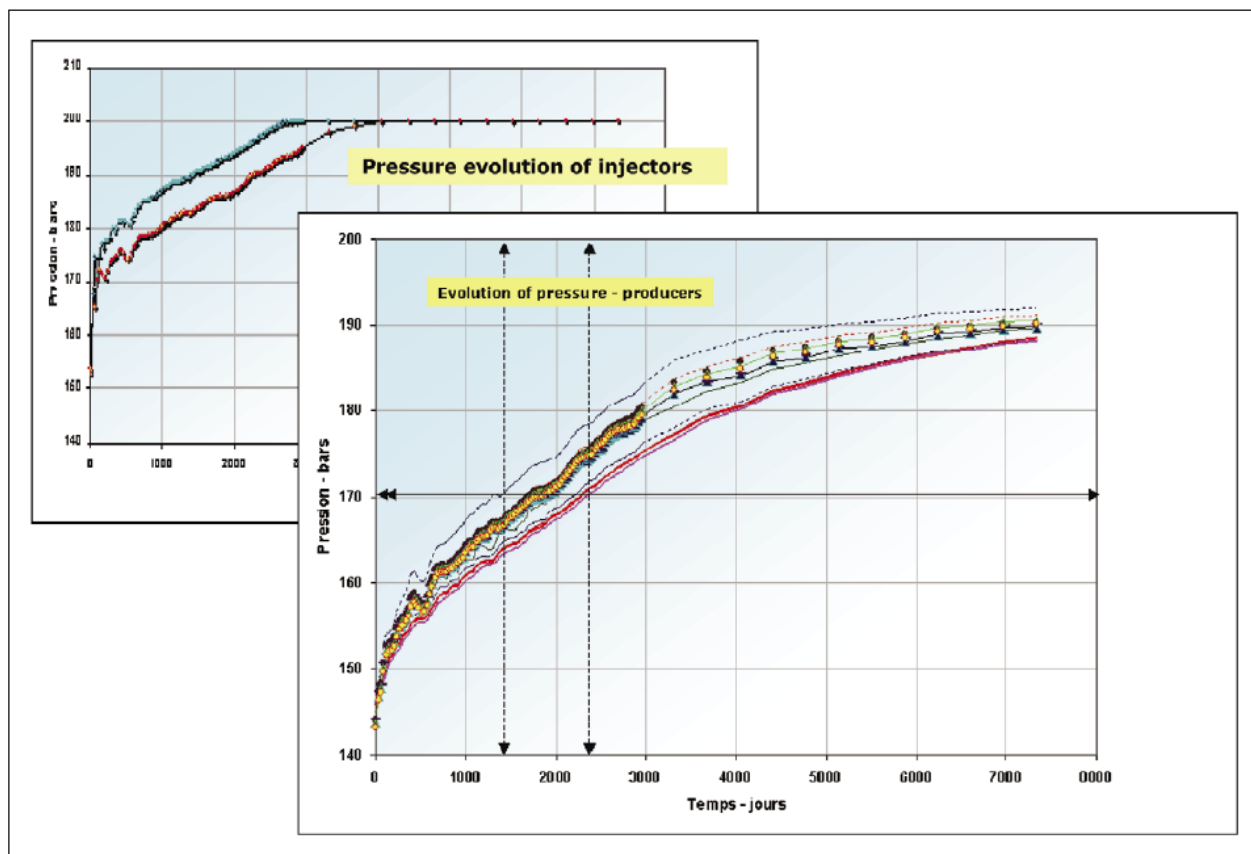


Рисунок 10 Эволюция давления.

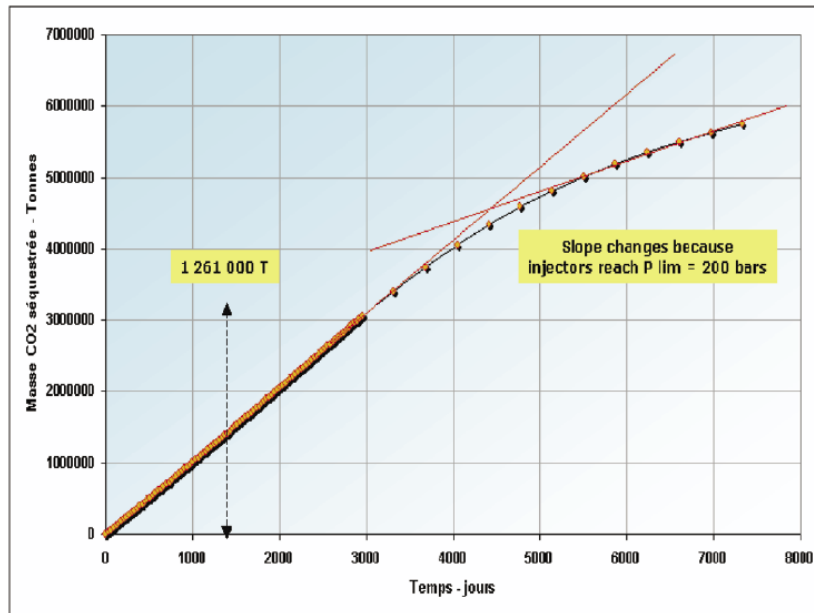
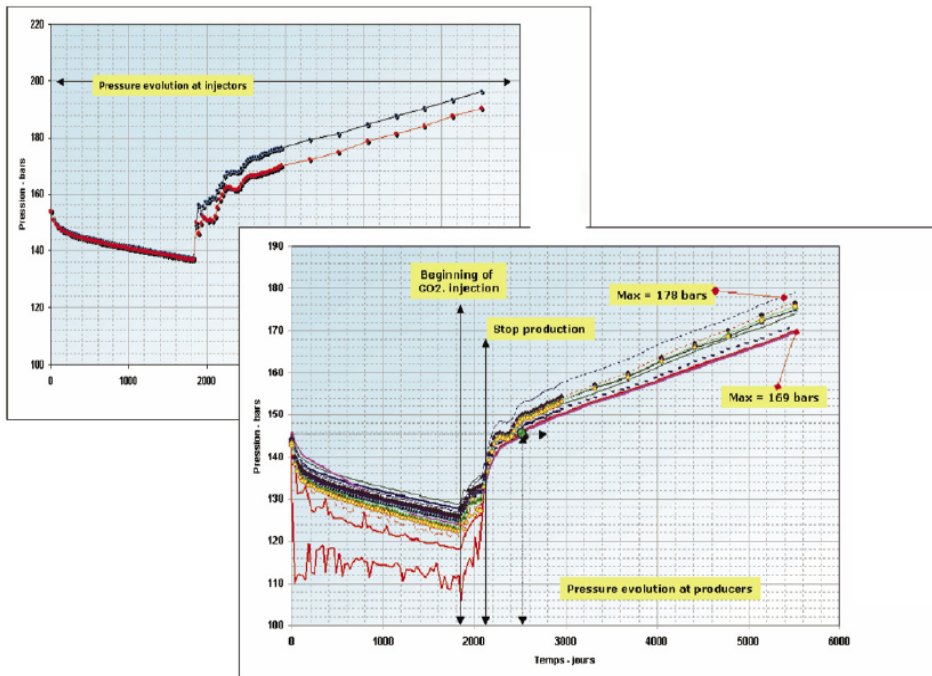
Рисунок 11 Масса CO₂ как функция времени

Рисунок 12 Эволюция давления.

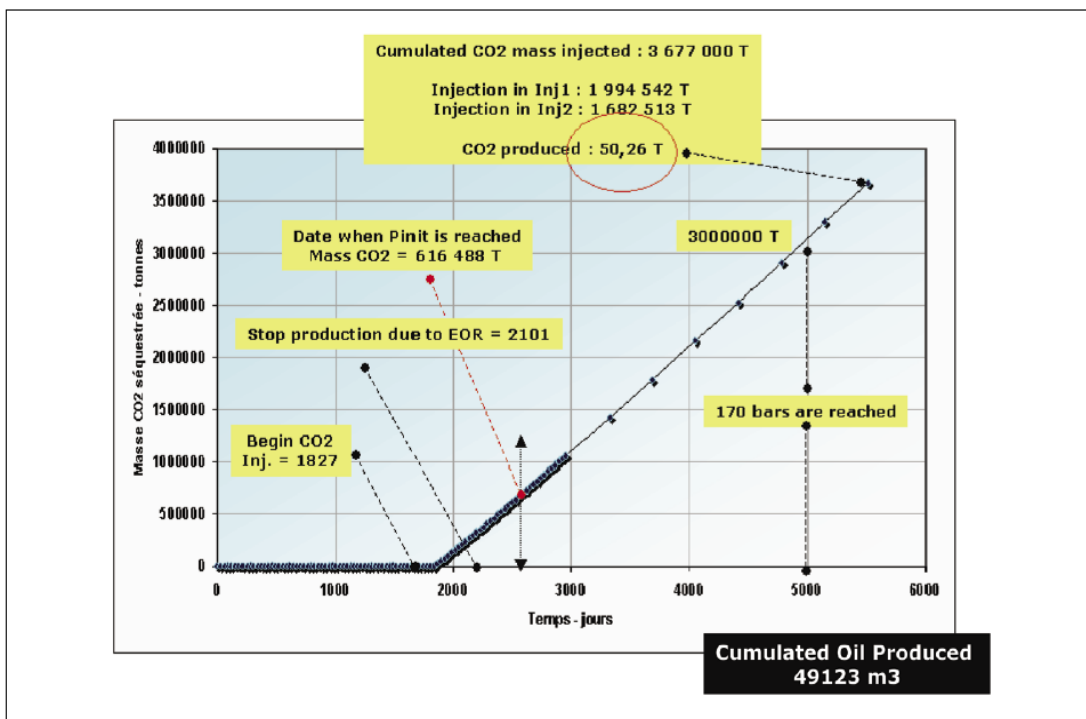
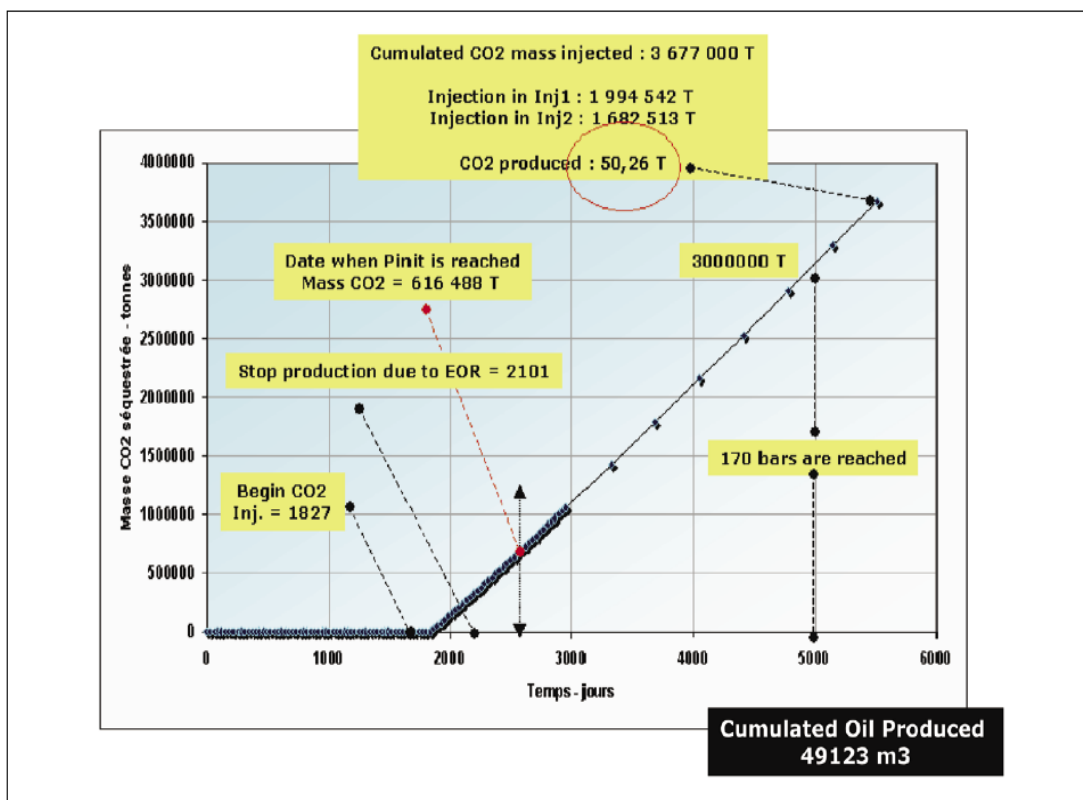
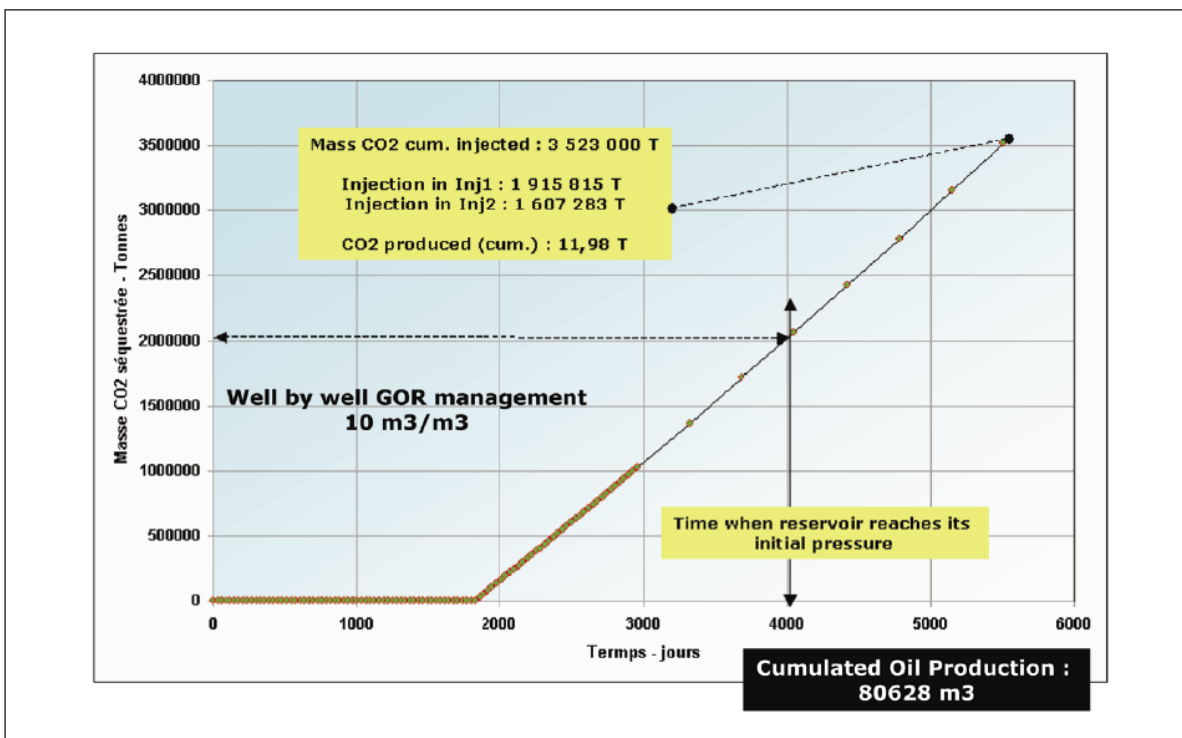
Рисунок 13 Масса CO₂ как функция времени.

Рисунок 14 Эволюция давления

Рисунок 15 Масса CO₂ как функция времени.

Обобщение

	Секвестрация Plim = 145 бар	Секвестрация Plim = 170 бар	Общее кол-во добытой нефти м ³
Пример 1 без EOR		1 261 000 т	
Пример 2 EOR – управление GOR месторождения	610 000 T	3 611 000 т Р конечн. 178 до 169 бар	49 123 м ³
Пример 3 EOR – Управление GOR в скважинах	2 065 000 T	3 523 000 т Р конечн. 168 до 148 бар	80 623 м ³

Рисунок 16 Обобщение всех примеров.

Выводы

Методы увеличения отдачи на основе CO₂-EOR в настоящее время разрабатываются преимущественно в США, и имеют 40-летнюю историю. Европейский полевой опыт ограничивается лабораторными исследованиями и цифровым моделированием, ввиду того, что характеристики коллектора препятствуют экономически рентабельным работам. Новая эра секвестрации CO₂ должна увеличить интерес к работам CO₂-EOR при условии:

Правительственная политика сопровождается финансовыми инициативами, которые благоприятствуют процедурам секвестрации CO₂-EOR. Системы улавливания и коммуникаций эффективны и экономически выгодны для

работ на акватории. Часть работ, связанных с секвестрацией CO₂-EOR, интегрируются в управление коллектором.

Практика мониторинга подразумевает динамический процесс, который состоит из базовых наблюдений (на поверхности и внутри среды), системы мониторинга EOR и мониторинга, направленного на проверку и управление утечками. Все методы, существующие в настоящее время, являются взаимодополняющими, хотя сейсмические методы будут преобладать в общем объеме деятельности, связанной с мониторингом. Операция секвестрации EOR-CO₂ может быть оптимизирована при низких затратах посредством методов управления давлениями и скоростями потока, что может привести к большей нефтеотдаче, которая погасит инвестиции, затраченные на секвестрацию.

Литература

- Brown, L., Davis, X, and Batzle, M. [2002] Integration of rock physics, reservoir simulation and time lapse seismic data for reservoir characterization at Weyburn Field, Saskatchewan. 72nd SEG Annual International Meeting, 1708-1711.
- DTI [1991] ECL Technology: A Review of CO₂ Injection Projects in the USA. CO₂ Dissemination DTI Sharp Website.
- EC Commission [2004] DG TREN, European Energy and transport, Scenarios on key Drivers. Office of Official Publications of the European Communities, Luxembourg.
- EC Commission [2005] Further guidance on allocation plans for the 2008 to 2012 trading period of the EU Emission Trading Scheme. Commission of the European Communities, Brussels.
- EPRI [1999] Enhanced Oil Recovery Scoping Study. TR-113338.
- Hawkins, J.T. et al. [1996] SACROC Unit CO₂ Flood: Multidisciplinary

CO₂ секвестрация

- Team Improves Reservoir Management and Decreases Operating Costs. *SPE Reservoir Engineering*, August, 141-146.
- Holtz, M.H., Lopez, V.N., and Breton, C. L. [2005] Moving Permian Basin Technology to the Gulf Coast: the Geologic Distribution of CO₂ EOR Potential in Gulf Coast Reservoirs. In Lufholm P.H. and Cox, D. (Eds.) *Unconventional Reservoirs. West Texas Geological Society*, Fall Symposium 05-115.
- Hoversten, G.M. and Gasperikova, E. [2003] Investigations of Novel Geophysical techniques for monitoring CO₂ movement during sequestration - Final Report. *Lawrence Berkeley National Laboratory*.
- Hoversten, G.M., Gritto, R., Washbourne, J., and Daley, T.M. [2003] CO₂ Gas/Oil Ratio Prediction in a Multi-Component Reservoir by Combined Seismic and Electromagnetic Imaging. *Geophysics*, 68, 1580-1591.
- IEA [2000] Greenhouse Gas Programme, Barriers to Overcome in Implementation of CO₂ capture and storage: Storage in Disused Oil and Gas Fields. *IEA Report*, PH33/22.
- IEA GHG [2004] Weyburn CO₂ Monitoring & Storage Project, Summary Report 2000-2004. *7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, Vancouver, Canada.
- Klemeslber, S.W. [1990] The Wertz Tensleep CO₂ Flood: Design and Initial Performance, *Journal of Petroleum Technology*, 630.
- Klins, M.A. [1984] *Carbon Dioxide Flooding*. International Human Resources Development Corp., Boston, Massachusetts.
- Lake L.W. [1989] *Enhanced recovery*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.
- Li, S., Dong, M., Li, Z., Huang, S., Qing, H., and Nickel, E. [2005] Gas breakthrough pressure for hydrocarbon reservoir seal rocks: implications for the security of long-term CO₂ storage in the Weyburn field, *Geofluids*, 5, 326-334.
- Melzer, L.S. [2006] The Past and Future of CO₂ EOR Flooding. *USDOE/ PTTC CO₂ EOR Workshop and Solicitation Announcement*, Houston.
- Muller, N. et al. [2005] Time Lapse CO₂ Monitoring with pulsed neutron logging. *4th Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration DOE/NETL*.
- Oil and Gas Journal* [2004] Drilling and Production, Special Report on Enhanced Oil Recovery Survey. April.
- Oldenburg, CM. and Unger, J.A. [2004] Coupled Vadose Zone and Atmospheric Surface-Layer Transport of Carbon Dioxide from Geologic Carbon Sequestration Sites. *Vadose Zone Journal*, 3, 848-857.
- OPEC [2003] *Annual statistical Bulletin*.
- Sheldon, J.L. and Yarbrough, L. [1977] Multiple phase behavior in porous media during CO₂ or Rich-Gas Flooding. *Journal of Petroleum Technology*, September, 117.
- Stalkup, F. J. [1983] *Miscible displacement*, SPE Monograph Series.
- Thomas L. K., Katz, D. L., and Tek, M. R. [1968] Threshold Pressure Phenomenon in Porous Media. *SPE Journal*, June.