

УДК 622.279.42

В.М. Троицкий, С.Г. Рассохин, А.Ф. Соколов, А.В. Мизин, В.П. Ваньков

Экспериментальная оценка параметров массопереноса при закачке диоксида углерода в продуктивные пласты

В последнее время диоксид углерода широко используется в нефтегазопромысловой практике. Обычно CO_2 закачивают в коллектор для поддержания пластового давления месторождения, а также для вытеснения углеводородов из продуктивных пластов с целью повышения коэффициента углеводородоотдачи. На сегодняшний день также актуальна задача захоронения парниковых газов в различных коллекторах как непродуктивных, так и истощенных месторождений, а также в периферийных зонах подземных хранилищ газа (ПХГ). При этом возникает проблема конвективно-диффузионного смешения природного и углекислого газов. По-существу, количественная оценка указанного смешения должна подтверждать возможность закачки CO_2 в пласт.

При создании в пласте-коллекторе буферного объема комбинированного газа, состоящего из природного метанового и частично из углекислого, необходимо выполнить следующие прогнозные оценки: а) как быстро с учетом масштабов ПХГ и конкретной схемы закачки диоксид углерода появится в отбираемой продукции скважин; б) процент содержания CO_2 в отбираемом газе.

В результате молекулярной диффузии диоксид углерода через определенное количество времени достигает места отбора природного газа (в добывающих скважинах). При этом возникает необходимость очистки добываемого газа от CO_2 , что технологически непросто и экономически невыгодно. Теоретически оценить время молекулярной диффузии не представляется возможным из-за необходимости учета большого количества геологических, технологических, физико-химических, петрофизических параметров, которые, так или иначе, скажутся на результатах оценки. Действительно, математическая теория уравнения диффузии довольно сложна: решить данное уравнение можно, используя численные методы и большие вычислительные мощности ЭВМ [1].

Для решения диффузионной задачи используют различные упрощающие допущения и математические модели [2]. Вместе с тем математические модели в своих основополагающих формулах имеют, как правило, большое количество свободных параметров и часто приводят к нереальным выводам и результатам.

В связи с этим вполне оправдано проведение лабораторных экспериментов по физическому моделированию внутрипластовых гидродинамических и диффузионных процессов, которые в миниатюре должны воспроизводить суть явлений, происходящих в пласте. Для этого крайне важно следовать критериям подобия: необходимо соблюдать подобие модельных условий натурным условиям залегания пласта [3–4].

Основными задачами настоящего исследования являются: моделирование в лабораторных условиях процессов закачки CO_2 в периферийную зону ПХГ; оценка времени диффузии CO_2 к основной зоне ПХГ в условиях циклической закачки и отбора природного газа; определение максимального содержания диоксида углерода в составе отбираемой продукции после появления его на выходе модели.

Ключевые слова:

диоксид углерода, физическое моделирование, диффузионные процессы, диффузия CO_2 , эксплуатация ПХГ.

Keywords:

carbon dioxide injection, underground gas storage (UGS), physical simulation, diffusion processes, CO_2 diffusion coefficient, UGS exploitation.

Зная время t диффузии CO_2 с одного конца модели на другой, при известной длине модели L пласта легко оценить коэффициент диффузии D углекислого газа по соотношению Эйнштейна [5]:

$$t = \frac{L^2}{D}. \quad (1)$$

Процентное содержание диоксида углерода на выходе модели пласта определяется хроматографически.

Методика исследований

Эксперимент проводился на установке двухфазной фильтрации [7, 8]. В табл. 1 приведены основные технические параметры установки, а на рис. 1 – блок-схема, поясняющая процедуру измерений.

Модель пласта, находящаяся при пластовых условиях $P_{nn} = 3,1$ МПа, $T_{nn} = 60$ °С, подключалась своим входом к насосу закачки CO_2 (см. рис. 1). Насос закачки осуществлял подачу диоксида углерода на вход модели пласта в объеме 18 % порового пространства, моделируя тем самым процесс утилизации CO_2 на периферийной зоне ПХГ.

К выходу модели пласта подключался насос закачки метана CH_4 , что моделировало процесс подачи природного газа через нагнетательные скважины основной зоны ПХГ.

В качестве насосов закачки в эксперименте использованы прецизионные насосы фирмы ISCO (США), модель 100DM.

Часть продукции с выхода модели пласта периодически подавалась на хроматограф для контроля содержания CO_2 .

Таблица 1

Технологические параметры двухфазной установки фильтрации

Параметр	Установка двухфазной фильтрации
Пластовое давление, МПа	До 70
Горное (обжимное) давление, МПа	До 70
Рабочая температура, °С	До 150
Скорость флюидов в керне, м/сут	0,10–255
Диапазон задаваемых расходов при фильтрации, см ³ /мин	0,00001–25
Точность поддержания расхода насосами, % от установленного значения	0,3
Длина керна, м	До 1
Диаметр керна, м	0,03

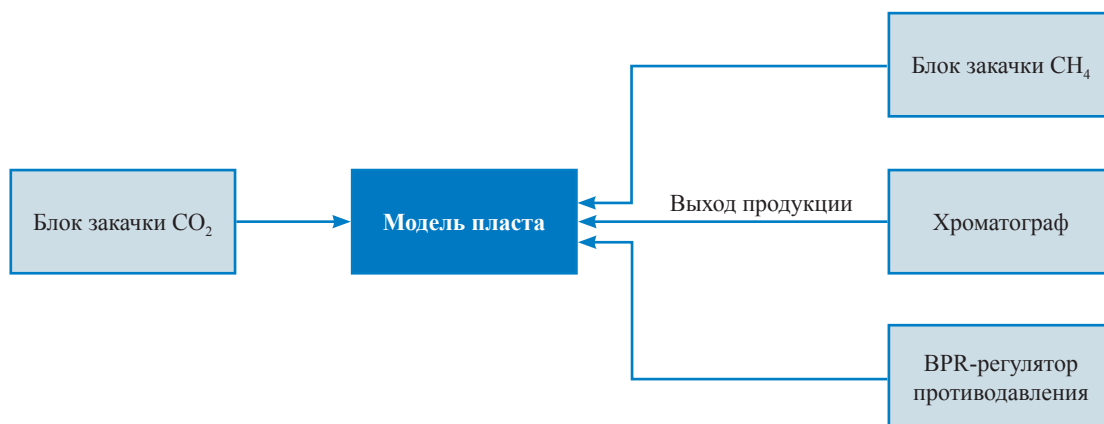


Рис. 1. Функциональная блок-схема экспериментальной установки для измерения коэффициента диффузии газов

Пластовое давление в модели поддерживалось регулятором противодействия (модель BPR Temco BP-10).

Описанная схема эксперимента и происходящие в физической модели пласта процессы позволили максимально отразить сущность реальных технологических процессов, происходящих на ПХГ в штатном режиме функционирования и утилизации диоксида углерода.

В соответствии с планируемой схемой закачки/отбора природного газа на основной площади ПХГ и замены буферного природного газа на углекислый на периферийном участке в физическом эксперименте моделировались:

- наличие связанной воды: $S_w = 16\%$;
- пластовые условия: $P_{пл} = 3,1$ МПа, $T_{пл} = 60$ °С, $P_{обж} = 13,0$ МПа;
- закачка CO_2 на вход модели пласта и закачка/отбор природного газа на выходе модели пласта.

Авторами настоящей работы использовалась модель пласта, сформированная из кернового материала месторождения Северо-Каменномыское-море, пласт ПК-1, верхний мел сеноманского яруса с абсолютной проницаемостью порядка 1200 мД. Общая длина модели составила 25,85 см, абсолютная проницаемость – 1269 мД. На выходе модели пласта производился хроматографический анализ отбираемой продукции.

В табл. 2 приведены параметры образцов кернов и сформированной из них модели пласта.

Создание начальной водонасыщенности

Для керновой модели была создана начальная водонасыщенность S_{wo} , равная приблизительно 16 % (см. табл. 2), и измерена открытая пористость $V_{пор} = 60,4$ см³. С этой целью образцы горных пород, составляющие модель, высушивали при температуре $t = 105$ °С до постоянной массы, затем насыщали пластовой водой (ее минерализация составляла 233,76 г/л NaCl) и измеряли массу 100%-насыщенных образцов для определения коэффициента открытой пористости по воде.

При получении требуемой начальной водонасыщенности образцы горных пород сначала центрифугировали, определяли полученную водонасыщенность методом взвешивания, а затем доводили ее до требуемого значения методом капиллярной вытяжки. Контроль остаточной водонасыщенности осуществлялся по весу.

Далее керновая модель пласта подготавливалась по известному алгоритму:

- монтаж модели пласта и подключение кернодержателя к экспериментальной схеме двухфазной фильтрационной установки;
- вакуумирование модели пласта;
- создание пластовых условий в модели пласта: $T_{пл} = 60$ °С, $P_{пл} = 3,1$ МПа, $P_{обж} = 13,0$ МПа;
- заполнение модели пласта метаном;
- выдержка модели пласта при пластовых условиях в течение двух суток.

В начале эксперимента на вход керновой модели пласта закачивался углекислый газ в

Таблица 2

Характеристики образцов кернов, составлявших керновую модель пласта в эксперименте по определению параметров диффузии CO_2 (размещены в порядке их расположения относительно входа в модель пласта)

№ п/п	Лаб. № образца	Проницаемость по азоту $K_{пр}$, мД	Объем пор $V_{пор}$, см ³	Длина L , см	Диаметр d , мм	Пористость m , %	Начальная водонасыщенность S_{wo} , %
1	1-2	1237,2	6,548	27,9	30,4	33,3	17,07
2	1-3	1328,5	6,9779	29,5	30,3	33,5	15,65
3	1-4	1228,0	6,9167	29,5	30,4	33,1	17,08
4	1-5	1390,0	6,3909	27,5	30,3	33,2	15,11
5	1-6	1002,1	6,9808	29,5	30,4	33,5	17,69
6	1-8	1269,4	6,9020	29,5	30,35	33,1	16,72
7	1-9	1208,9	6,8447	29,5	30,4	33,0	16,79
8	1-10	1328,0	6,8721	29,5	30,35	33,1	17,73
9	1-11	1231,7	6,0064	26,1	30,25	32,8	16,31
Σ	Модель пласта	1269	60,4395	25,85	30,35	33,18	16,7

объеме 18 % порового объема модели с расходом $0,3 \text{ см}^3/\text{мин}$. Сразу же после закачки CO_2 был проведен контрольный хроматографический анализ продукции, подтвердивший отсутствие углекислого газа в начале эксперимента на выходе модели.

В процессе изучения диффузии CO_2 выход модели пласта был закрыт, а отбор продукции для хроматографического анализа производился дискретно каждые 2 ч. Путем автоматического управления блоком регулирования давления «до себя» BPR (см. рис. 1) удалось минимизировать объемы отбора газа для анализа. При каждом хроматографическом анализе отбиралось менее 1 см^3 газа при пластовых условиях, что изменяло пластовое давление в модели всего на $0,7 \text{ бар}$.

Для того чтобы компенсировать эти незначительные изменения пластового давления, на выход модели после каждого хроматографического анализа подавалась небольшая порция метана, повышающая давление в модели до прежней величины. Это позволило наблюдать диффузионные процессы при постоянном пластовом давлении и не учитывать сильную зависимость коэффициента диффузии D от давления.

Кроме того, описанный режим поддержания пластового давления позволил смоделировать штатную ситуацию работы ПХГ, т.е. осуществить режим закачки CH_4 (для поддержания давления в модели) и отбор природного газа (для хроматографического анализа).

Результаты эксперимента

На рис. 2 представлен график временной зависимости содержания CO_2 в продукции (в мольных процентах) на выходе модели пласта. Начало анализа совпадает с моментом окончания закачки CO_2 на вход модели. Измерение содержания диоксида углерода в продукции на выходе модели пласта производилось хроматографом ЛХМ-8 дискретно через каждые 2 ч с минимальным расходом ($\sim 1 \text{ см}^3$). Чувствительность хроматографа $2 \cdot 10^{-5} \text{ кг}/\text{м}^3$ по пропану является высокой и достаточной для регистрации мельчайших объемов углекислого газа, появляющегося на выходе составной модели пласта при моделировании процесса диффузии. Точность определения процентного содержания компонента в продукции на выходе хроматографа не хуже $-0,1 \%$. Аппроксимация экспериментальных результатов содержания CO_2 в продукции на ось времени позволяет утверждать, что углекислый газ появился на выходе модели через период времени, равный $7 \pm 0,2 \text{ ч}$.

Таким образом, время диффундирования CO_2 в керновой модели пласта составляет:

$$t_{\text{диф}} = (7 \pm 0,2) \text{ ч} = 25\,200 \text{ с.} \quad (2)$$

Следовательно, с учетом соотношения Эйнштейна (1) коэффициент диффузии для керновой модели пласта при $L = 25,85 \text{ см}$ будет равен:

$$D = \frac{L^2}{t_{\text{диф}}} = 2,65 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с.} \quad (3)$$

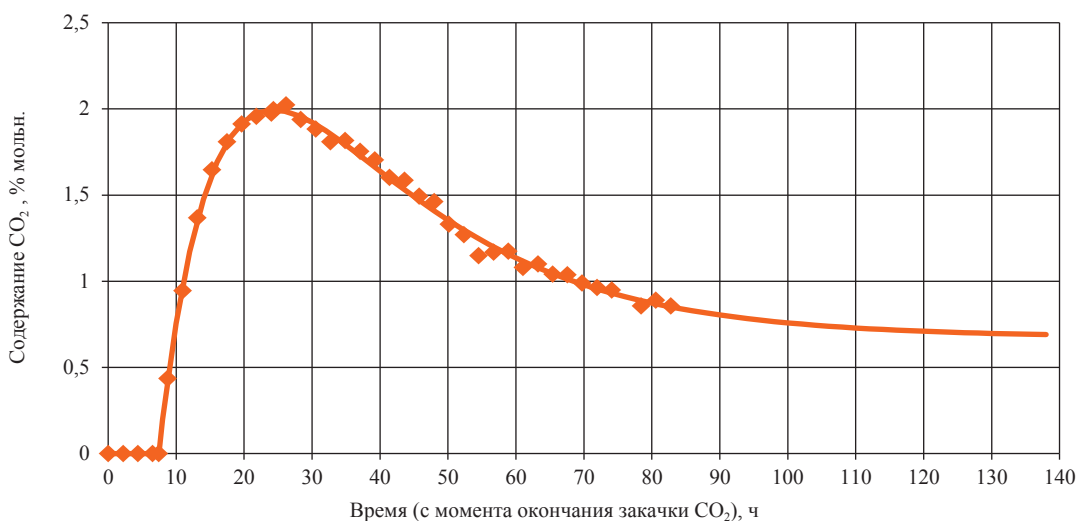


Рис. 2. Динамика изменения содержания CO_2 в продукции на выходе керновой модели: $L = 25,85 \text{ см}$; $K_{\text{пр}} = 1269 \text{ мД}$; $P_{\text{пл}} = 3,1 \text{ МПа}$; $T_{\text{пл}} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$, $P_{\text{облс}} = 13,0 \text{ МПа}$

Коэффициент диффузии для кислорода и азота в воздухе при нормальных условиях имеет порядок 10^{-5} м²/с, а для диоксида углерода в сплошной газовой среде при атмосферном давлении – $2,23 \cdot 10^{-5}$ м²/с (см. [6]). Видно, что в данном случае диффузия углекислого газа через модель пористой среды происходит значительно медленнее, чем для случая неограниченного объема.

На процесс диффузии и ее замедление помимо фильтрационно-емкостных свойств породы и высокого пластового давления влияют абсорбционные (за счет растворения углекислого газа в связанной воде) и адсорбционные (за счет поглощения CO₂ поверхностью материала породы) эффекты. Причем все перечисленные эффекты будут приводить не только к замедлению массопереноса диоксида углерода, но и к уменьшению его содержания в отбираемой продукции. Экспериментально полученное значение коэффициента диффузии D для CO₂ для реальной пористой среды оказывается на порядок меньше значения коэффициента диффузии для сплошной газовой среды при атмосферном давлении.

Из рис. 2 также видно, что после завершения процесса диффузии и установления равновесной концентрации CO₂ по длине модели содержание углекислого газа в выходной продукции составит максимум 2 % мольных. Хотя диффузионные процессы и выравнивание концентрации CO₂ в системе происходят очень медленно и для завершения этих процессов необходимо время значительно большее, чем определенное из эксперимента время диффузии, можно предположить, что большая часть закачанного CO₂ (порядка 90 %) растворяется в пластовой воде и адсорбируется поверхностью коллектора.

Оценка технологических параметров реального геологического объекта по результатам диффузионного эксперимента

На основании полученных результатов можно сделать предварительные оценки момента появления CO₂ в добывающих скважинах основной зоны ПХГ после закачки углекислого газа. Предположим, что максимальное расстояние от зоны закачки CO₂ (периферийной зоны) до ближайших эксплуатационно-нагнетательных скважин (основной зоны) равно 14000 м, а минимальное – 3000 м. Тогда, зная коэффициент

диффузии по результатам экспериментов на керновой модели (см. (3)), углекислый газ появится после его закачки на периферии ПХГ на «ближнем» участке скважин основной зоны ПХГ через интервал времени, равный:

$$t = \frac{L^2}{D} = \frac{(3000)^2}{2,65 \cdot 10^{-6}} \cong 107,7 \text{ тыс. лет}, \quad (4)$$

а на скважинах «дальнего» участка – через интервал времени:

$$t = \frac{L^2}{D} = \frac{(14000)^2}{2,65 \cdot 10^{-6}} \cong 2,34 \text{ млн лет}. \quad (5)$$

При таких громадных промежутках времени, по-видимому, определяющим в появлении CO₂ в добывающих скважинах основной зоны ПХГ будет движение углекислого газа по трещинам. Следовательно, при оценке возможных рисков проекта по закачке CO₂ в продуктивный пласт неизмеримо возрастает роль детальной изученности коллекторских свойств и геологических особенностей месторождения.

Результаты эксперимента также свидетельствуют о том, что диффузия CO₂ после его закачки на периферийной зоне ПХГ происходит крайне медленно, и значит, отсутствуют серьезные опасения появления углекислого газа в добывающих скважинах основной зоны ПХГ.

Действительно, даже в случае линейной модели пласта в составе продукции на выходе модели не удастся получить больше 2 % CO₂. Если же решать пространственную задачу диффузии CO₂ на месторождении (диффузию углекислого газа во всех направлениях) и учесть растворимость CO₂ в «подошвенной» воде, а также гравитационное разделение газов, то можно предположить, что только ничтожное количество диоксида углерода достигнет добывающих скважин основной зоны ПХГ (причем, через сотни тысяч лет).

Итак, на основании вышеизложенного приведем некоторые замечания обобщающего характера.

При подсчете коэффициента диффузии (см. (3)) использовался параметр полной длины модели L . Вместе с тем после закачки CO₂ в объеме 18 % порового пространства фронт раздела газов (CO₂ и метана) перемещался ближе к выходу модели, что соответствовало уменьшению характерной длины для диффундирования CO₂. Однако учет уменьшения характерной длины модели L при расчете приведет к уменьшению коэффициента диффузии D , а значит, к

увеличению периодов времени, следующих из выражений (4) и (5).

В эксперименте по моделированию процессов закачки CO_2 и изучению диффузии углекислого газа применялась однократная закачка CO_2 в объеме 18 % порового пространства. В действительности на ПХГ обычно производится не однократная, а постепенная закачка CO_2 на протяжении нескольких лет. В этом случае диффузионные процессы будут происходить еще медленнее [9]. Таким образом, значения времен диффундирования углекислого газа (выражения (4) и (5)), следующие из экспериментальных оценок, можно считать минимально возможными.

В заключение можно сделать несколько выводов.

1. Методами физического моделирования на керновой модели пласта изучены процессы массопереноса, реализуемые при захоронении CO_2 на периферийной зоне ПХГ и штатном режиме закачки/отбора природного газа на основной зоне ПХГ.

2. Определены коэффициенты диффузии и времена диффундирования CO_2 после его закачки в объеме 18 % порового пространства моделей: для керновой модели с абсолютной проницаемостью 1269 мД получено значение коэффициента диффузии, равное $2,65 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

3. Проведены оценки момента появления CO_2 в добывающих скважинах основной зоны

ПХГ после закачки углекислого газа на периферийной зоне при штатном режиме работы хранилища газа.

4. На основании экспериментальных оценок сделано заключение, что диффузия диоксида углерода после его закачки на периферийной зоне ПХГ происходит крайне медленно, а значит, отсутствуют серьезные опасения появления углекислого газа в добывающих скважинах основной зоны ПХГ в пределах разумных интервалов времени.

5. Из результатов эксперимента и с учетом пространственной картины диффузии CO_2 на месторождении (диффузия углекислого газа во всех направлениях), а также растворимости CO_2 в «подошвенной» воде и гравитационного разделения газов можно предположить, что только ничтожное количество CO_2 достигнет добывающих скважин основной зоны ПХГ (причем, через сотни тысяч лет).

6. Предполагается, что при огромных временных затратах на диффундирование CO_2 (сотни тысяч лет) определяющим в появлении диоксида углерода в добывающих скважинах основной зоны ПХГ будет движение углекислого газа по трещинам. Таким образом, при оценке возможных рисков при закачке CO_2 в продуктивные пласты неизмеримо возрастает роль детальной изученности коллекторских свойств и геологических особенностей месторождения.

Список литературы

1. Райченко А.И. Математическая теория диффузии в приложениях / А.И. Райченко. – Киев, 1981.
2. Nasrabadi H. Two-Phase Multicomponent Diffusion and Convection for Reservoir Initialization / H. Nasrabadi, K. Gharayeb // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2006. – P. 530–542.
3. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем / Д.А. Эфрос. – М.: Гостехиздат, 1963. – 350 с.
4. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1971. – 309 с.
5. Хаазе Р. Термодинамика необратимых процессов: Гл. 4 / Р. Хаазе. – М., 1967.
6. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н.Б. Варгафтик. – М.: Наука, 1972. – 720 с.
7. Рассохин С.Г. Моделирование водогазового воздействия на низкопроницаемый нефтяной пласт / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин и др. // Газовая промышленность. – 2009. – № 5 – С. 40–44.
8. Рассохин С.Г. Влияние начальной водонасыщенности и смены режима дренирования на фазовые проницаемости нефтенасыщенных неоконских залежей / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин и др. // Разработка месторождений углеводородов: сб. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 169–178.
9. Чепмен С. Математическая теория неоднородных газов / С. Чепмен, Т. Каулинг; пер. с англ. – М., 1960.