

## **ВЛИЯНИЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТЕЙ РАЗЛИЧНОЙ ВЯЗКОСТИ СВЕРХКРИТИЧЕСКИМ ДИОКСИДОМ УГЛЕРОДА**

*А.В. Радаев, Э.Р. Насыров, Н.Р. Батраков, А.А. Мухамадиев,  
А.Н. Сабирзянов (Казанский государственный технологический  
университет)*

### **Введение**

Традиционные технологии, применяемые в настоящее время (заводнение, паротепловое воздействие и т.д.), имеют пороговые ограничения, описанные в работах [2–5], что затрудняет их использование для освоения месторождений, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. Освоение такого рода месторождений требует разработки третичных технологий добычи нефти, наиболее перспективной из которых является технология, основанная на нагнетании в пласт сверхкритического диоксида углерода (CO<sub>2</sub>). Термодинамические условия, существующие в нефтяном пласте, позволяют закачивать CO<sub>2</sub> в сверхкритическом состоянии, что обуславливает его преимущества перед другими газовыми агентами. Кроме того, эта технология позволяет преодолеть пороговые ограничения, свойственные традиционным технологиям, и может применяться в широком диапазоне порометрических характеристик пласта, недоступных для традиционных методов добычи нефти [6].

Для исследования влияния различных факторов на коэффициент вытеснения нефти (КВН) на экспериментальной установке (рис. 1) проведены опыты при давлениях 7,5–12 МПа и температурах 313–353 К.

Установка позволяет проводить исследования процесса вытеснения нефти при давлениях до 20 МПа и температурах до 500 К. При этом погрешность измерения давления не превышает ±0,05 МПа, погрешность измерения температуры – ±0,1 К.

Установка состоит из: модели пласта, системы поддержания и измерения температуры в модели пласта, системы поддержания и измерения давления, системы подачи и рециркуляции вытесняющего агента, системы отбора проб и анализа.

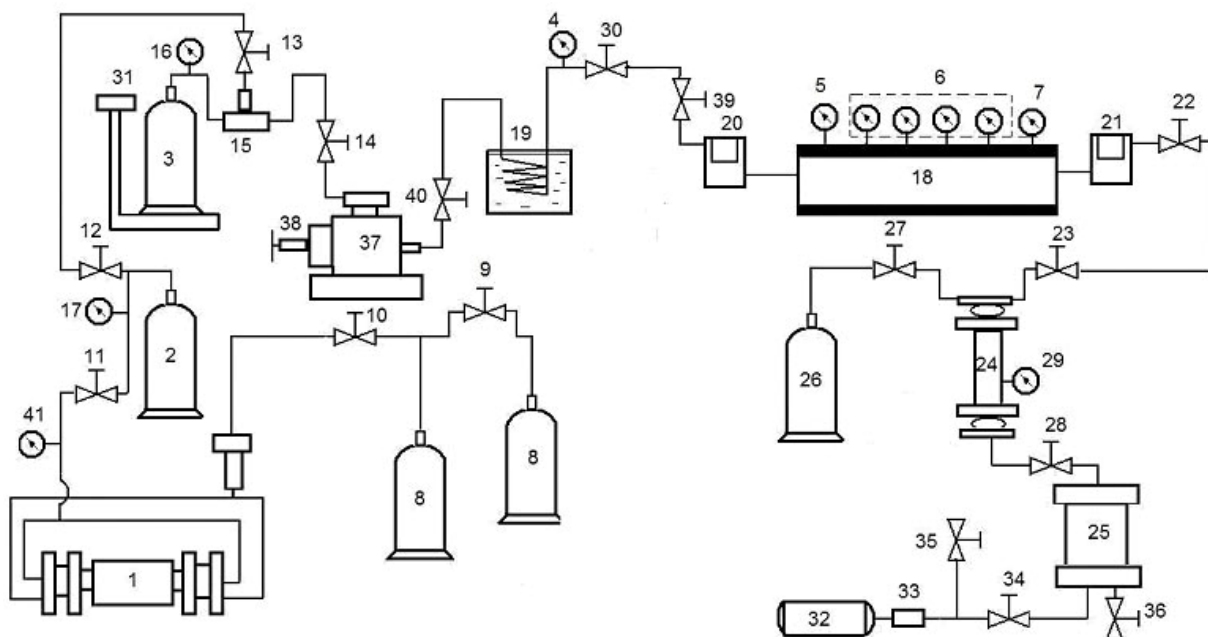


Рис. 1. Схема экспериментальной установки:

1 – компрессор мембранный; 2 – баллон промежуточный; 3 – баллон ресиверный; 4, 5, 7, 16, 17, 29, 41 – манометры образцовые; 6 – блок манометров; 8 – баллоны накопительные; 9–14, 22, 23, 27, 28, 30, 39, 40 – вентили высокого давления; 15 – тройник; 18 – кернодержатель; 19 – термостат; 20, 21 – гильзы; 24 – сепаратор; 25 – сборник нефти; 26 – баллон приемный; 31 – весы электронные; 32 – насос вакуумный; 33 – сосуд разделительный; 34 – вентиль напускной; 35 – вентиль вакуумный; 36 – вентиль сливной; 37 – регулятор давления; 38 – регулировочное устройство

Модель пласта (рис. 2) представляет собой сосуд высокого давления (кернодержатель), заполняемый пористой средой и насыщаемый флюидом. Кернодержатель выполнен в соответствии с требованиями, предъявляемыми к аппаратам высокого давления. Корпус аппарата (1) изготовлен из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т и представляет собой трубу длиной 2 м с наружным диаметром 76 мм. Для предотвращения байпасирования  $\text{CO}_2$  по стенкам кернодержателя в него запрессованы отрезки труб (2) длиной 350–400 мм с наружным диаметром 68 мм. На внутренней поверхности каждой из них нарезана метрическая резьба различного направления и шага.

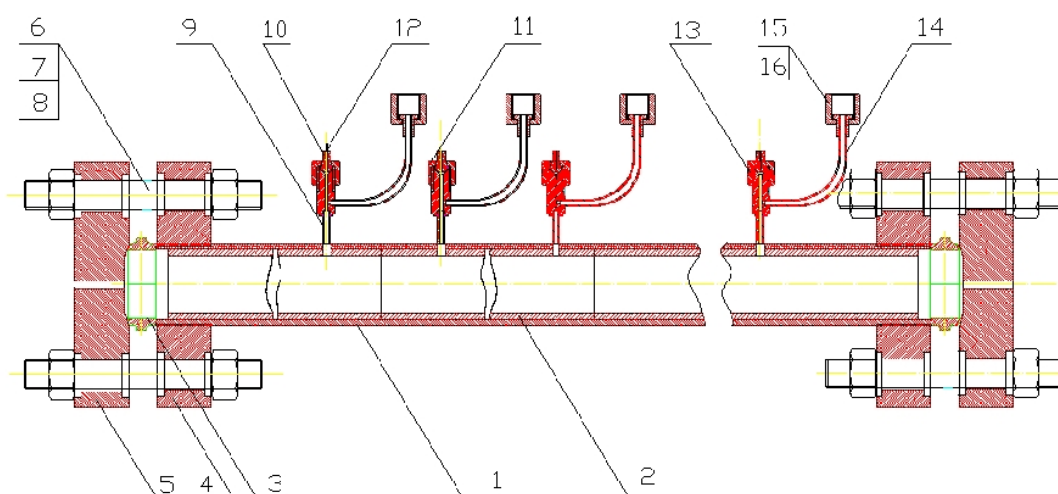


Рис. 2. Модель нефтяного пласта:

1 – корпус аппарата; 2 – отрезки труб; 3 – линзовое уплотнение; 4 – фланец резьбовой; 5 – фланец ответный; 6 – шпилька; 7 – гайка; 8 – шайба; 9 – трубка соединительная; 10 – ниппель; 11 – гайка накидная; 12 – термопара; 13 – штуцер; 14 – трубка соединительная; 15 – «грибок»; 16 – гайка накидная

Подготовка и проведение опыта осуществляются в соответствии с ОСТ 39-195-86. Подготовка пористой среды заключается в помоле, просеивании и промывке кварцевого песка дистиллированной водой с последующей сушкой его в сушильном шкафу до постоянной массы при температуре 100–105 °С.

Процесс подготовки модели пласта к опыту осуществляется следующим образом. Вначале производится набивка кернодержателя пористой средой, для чего он приводится в вертикальное положение. Нижние фланцы зажимаются в деревянные колодки для исключения опрокидывания трубы, верхние фланцы и линзовое уплотнение снимаются. Кварцевый песок малыми порциями (100–200 мл) засыпается в кернодержатель, устанавливаемый в колодках вибростенда. При этом через определенные промежутки времени осуществляется периодический пуск вибростенда с целью наиболее равномерного распределения уплотнения песка по объему модели пласта, а также постукивание резиновым молотком по поверхности модели с той же целью. Для исключения выноса песка из модели пласта во время проведения эксперимента с обоих концов кернодержателя устанавливаются фильтры толщиной 0,1 мм с ячейками размером 56 мк. Кроме того, с обоих

концов кернодержателя осуществляется засыпка песка более крупной фракции (с песчинками размером более 260 мк).

По окончании набивки кернодержателя и формирования пористой среды, не меняя положения трубы, устанавливают линзовое уплотнение, и верхнее фланцевое соединение уплотняется. Труба переворачивается и проводится окончательное уплотнение верхнего фланцевого соединения.

В качестве модели нефти применяются керосин осветительный марки КО-25 ТУ 38-402-58-10-01 и масло трансформаторное ГОСТ 10121-62. Кинематическая вязкость модельных жидкостей определяется с помощью вискозиметра ВПЖ-1 согласно ГОСТ 33-82. Работы по насыщению образцов пористых сред на установке выполняются с помощью специально разработанной системы насыщения.

Методика проведения опыта основана на использовании уравнения материального баланса кернодержателя. Перед началом эксперимента производится взвешивание газового баллона (3) на электронных весах (31) (см. рис. 1) с погрешностью  $\pm 0,05$  кг. Проведение эксперимента начинается с вывода экспериментальной установки на рабочий режим. Необходимое в опытах рабочее давление устанавливается по манометру (4) марки МО-160 с помощью регулятора давления (37) марки РДУ-32. Температура газа, поступающего в кернодержатель, поддерживается с помощью термостата (19) марки СЖМЛ-19/25. Температура кернодержателя (18) в опытах устанавливается и поддерживается с помощью регуляторов температуры марки ТРМ-202, к которым подключается бифилярно навитый на кернодержатель нагревательный кабель марки КНМС-НХ.

По достижении стационарного режима фильтрации с помощью образцовых манометров (5–7) и хромель-алюмелевых термопар измеряются давление и температура по длине кернодержателя (18). Эксперимент продолжается до момента прорыва  $\text{CO}_2$ , о чем свидетельствует резкое падение давления в системе и температуры газа в сепараторе (24) при дросселировании его через специально разработанный термостатируемый регулировочный вентиль. Давление и температура внутри сепаратора контролируются установленными на нем образцовым манометром (29) класса точности 0,4 и двумя хромель-алюмелевыми термопарами. Смесь, выходящая из кернодержателя, подается непосредственно в верхнюю часть сепаратора, в результате чего  $\text{CO}_2$  через вентиль (27) отводится в приемный баллон (26), взвешиваемый на электронных весах с погрешностью  $\pm 0,05$  кг. Вытесняемая нефть на-

капливается в нефтесборнике (25), откуда сливается в мерную мензурку, взвешиваемую на электронных весах с погрешностью  $\pm 0,5$  г.

КВН определяется соотношением

$$\eta = \frac{V_{\text{выт}}}{V}, \quad (1)$$

где  $V_{\text{выт}}$  – объем вытесненной нефти;  $V$  – общий объем нефти в пласте.

Результаты опытов на керосине ТУ 38-402-58-10-01 приведены на рис. 3–5, на трансформаторном масле ГОСТ 10121-62 – на рис. 6–8. Физико-химические характеристики используемых веществ приведены в таблице.

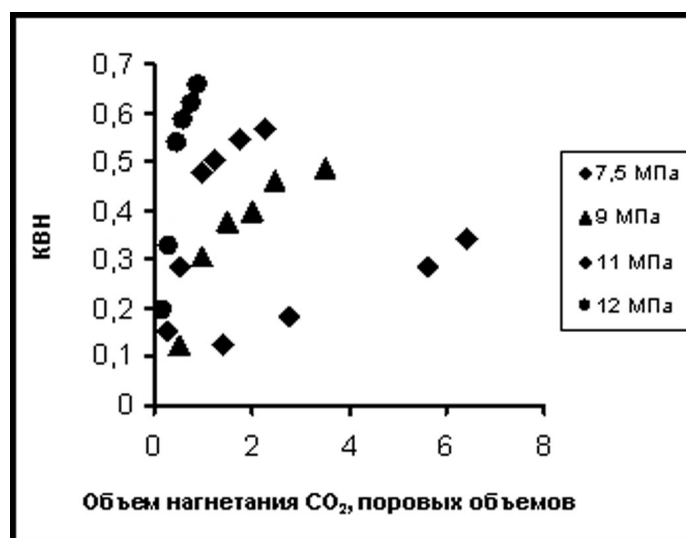


Рис. 3. Зависимость коэффициента вытеснения керосина вязкостью  $1,2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  от объема нагнетания диоксида углерода на изотерме  $313 \text{ К}$

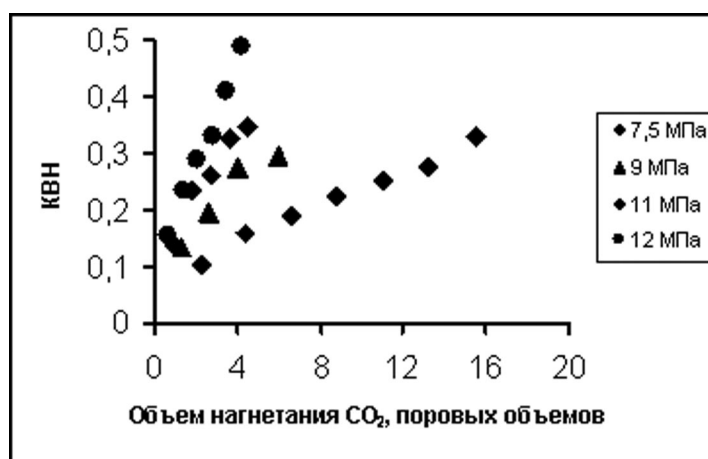


Рис. 4. Зависимость коэффициента вытеснения керосина вязкостью  $1,2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  от объема нагнетания диоксида углерода на изотерме  $333 \text{ К}$

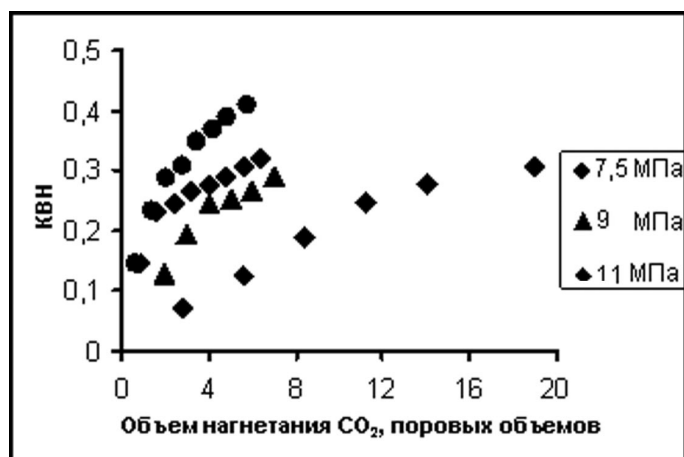


Рис. 5. Зависимость коэффициента вытеснения керосина вязкостью 1,2 мПа · с от объема нагнетания диоксида углерода на изотерме 353 К

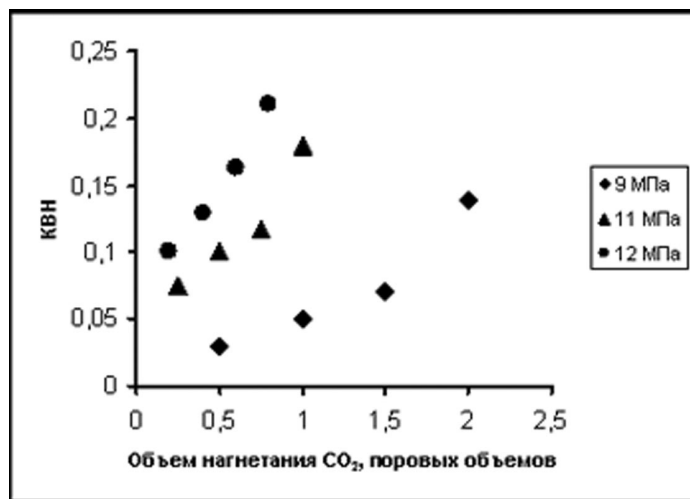


Рис. 6. Зависимость коэффициента вытеснения масла трансформаторного вязкостью 9,7 мПа · с на изотерме 313 К

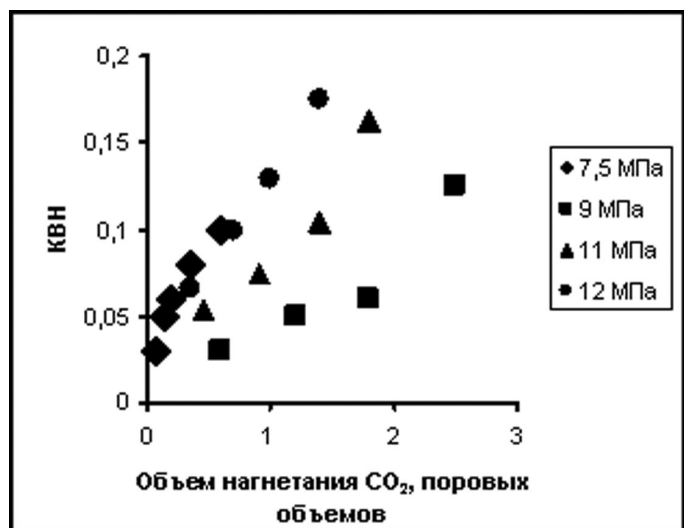


Рис. 7. Зависимость коэффициента вытеснения масла трансформаторного вязкостью 9,7 мПа · с на изотерме 333 К

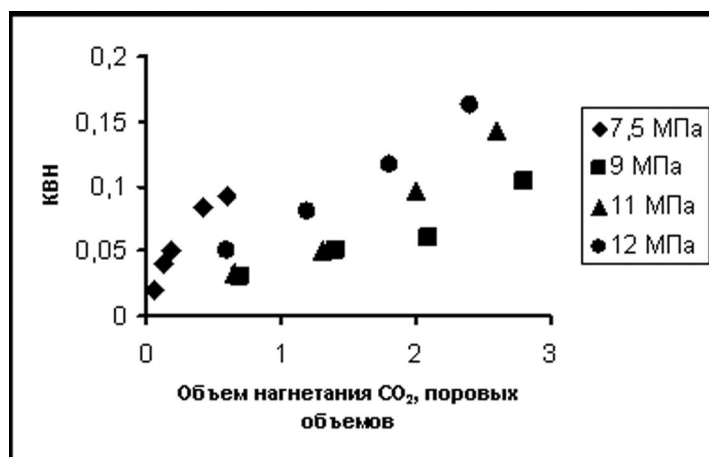


Рис. 8. Зависимость коэффициента вытеснения масла трансформаторного вязкостью 9,7 мПа · с на изотерме 353 К

Физико-химические характеристики используемых веществ

Вещество	$\mu$ , мПа · с	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
Керосин	1,2	784
Масло трансформаторное	9,7	900

Установлено, что повышение температуры газа приводит к уменьшению КВН. Это обусловлено главным образом значительным снижением растворимости диоксида углерода в углеводороде при повышении температуры, превалирующим над повышением его подвижности из-за снижения вязкости [7]. Вследствие этого выравнивания фронта вытеснения при высоких температурах не происходит, что приводит к преждевременным прорывам вытесняющего агента.

Одновременное повышение температуры и давления действует в противоположных направлениях: вязкость углеводородов практически не изменяется, а понижение растворимости с повышением температуры компенсируется ее повышением с ростом давления. Этим, по мнению авторов, объясняются результаты опытов, приведенные на рис. 1–6, из которых видно, что КВН на изотерме 313 К выше, чем на изотерме 353 К во всем исследованном диапазоне вязкостей нефти: повышение растворимости CO<sub>2</sub> в нефти с ростом давления с 7,5 до 12 МПа не компенсирует понижение ее с повышением температуры с 313 до 353 К, что ведет к образованию вязкостных языков и уменьшению времени прорыва CO<sub>2</sub>.

Отличие описанных экспериментов состоит в том, что для выяснения диапазона применения технологии вытеснения нефти сверхкритическим диоксидом углерода они были проведены на модели пласта

проницаемостью 38 мД, т.е. практически предельной для традиционных технологий – заводнения, полимерного и паротеплового воздействий. Было отмечено, что снижение проницаемости в указанных пределах не привело к значительному уменьшению времени до прорыва  $\text{CO}_2$  на изотермах 313, 333 и 353 К во всем исследованном диапазоне давлений и вязкостей нефти.

Таким образом, на основании полученных результатов и опубликованных данных можно предположить, что изменение проницаемости в широких пределах не должно значительно сказываться на величине КВН при вытеснении нефти газом, поскольку, как было указано выше, преждевременных прорывов в опытах не наблюдалось.

Более того, сравнение результатов опытов на высоко- и низкопроницаемой модели пласта показало повышение времени прорыва  $\text{CO}_2$  в последнем случае, а при давлении 12 МПа опыт был прекращен, поскольку даже после 24-часового эксперимента прорыва газа не наблюдалось. Необходимо отметить также, что оптимальный объем нагнетания  $\text{CO}_2$  (т.е. объем газа относительно порового объема пористой среды) при уменьшении проницаемости до 38 мД увеличивается незначительно во всем исследованном диапазоне термобарических условий.

Таким образом, результаты опытов позволяют сделать вывод о том, что изменение проницаемости пласта-коллектора в определенных пределах не оказывает существенного влияния на процесс фильтрации пластовых флюидов, а следовательно, и конечный КВН. По оценке авторов, основанной на изучении работ [8–10] и результатах описанных опытов, речь может идти о 2–3-кратном изменении проницаемости, которое существенным образом не скажется на КВН в интересном для практики интервале пластовых температур и давлений. Этот вывод тем более важен, что газовые методы добычи нефти, а следовательно, и технология вытеснения нефти сверхкритическим диоксидом углерода могут быть рекомендованы для большей части месторождений Урало-Поволжья и значительной части месторождений Западной Сибири [11].

Выявление критериев подобия в настоящей статье осуществляется методом анализа размерностей величин, определяющих процесс вытеснения нефти, в соответствии с  $\pi$  теоремой. Принимаем закон фильтрации линейным, т.к.  $Re < Re_{кр}$  ( $Re_{кр} = 1 \div 4$  для слабосцементированных песчаников).



**Критерий Рейнольдса** характеризует гидродинамику процесса вытеснения нефти и является мерой отношения сил инерции к силам вязкости:

$$Re = \frac{\omega \cdot \rho_n \cdot d_{\text{экв}}}{\mu_n}, \quad (2)$$

где  $\omega$  – скорость фильтрации, м/с;  $\rho_n$  – плотность газонасыщенной нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $d_{\text{экв}} = \frac{1}{\sum \frac{r_i}{d_i}}$  – эквивалентный диаметр частиц, м;  $r_i$  – объ-

емная доля частиц песка соответствующего диаметра;  $d_i$  – средний диаметр частиц песка, м;  $\mu_n$  – вязкость газонасыщенной нефти, Па · с.

**Критерий Слехтера – Лейбензона** характеризует порометрические характеристики пласта и является мерой отношения сил давления к силам вязкости:

$$Sl = \frac{V \cdot \mu_n \cdot L}{d_{\text{экв}}^2 \cdot P}, \quad (3)$$

где  $L$  – длина модели пласта, м;  $P$  – давление нагнетания, МПа.

**Критерий Вебера** характеризует меру отношения инерционных сил к силам межфазного натяжения на границе раздела фаз *газ – нефть*:

$$We = \frac{\rho_n \cdot V^2 \cdot d_{\text{экв}}}{\sigma}, \quad (4)$$

где  $\sigma$  – коэффициент межфазного натяжения на границе раздела фаз *газ – нефть*, Н/м.

В качестве порометрических характеристик пласта приняты:

$$\pi_1 = z; \quad \pi_2 = \frac{\mu_g}{\mu_n}; \quad \pi_3 = \frac{\rho_g}{\rho_n}; \quad \pi_4 = \frac{k}{d_{\text{экв}}^2},$$

где  $z$  – коэффициент сжимаемости газа;  $\mu_g$  – динамическая вязкость CO<sub>2</sub>, Па · с;  $\rho$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $k$  – коэффициент абсолютной проницаемости пласта, м<sup>2</sup>.

В качестве меры отношения сил межфазного натяжения к силам давления принято

$$\pi_5 = \frac{\sigma}{\sqrt{k \cdot P}}. \quad (5)$$

Объединяя комплексы, получаем:

$$\pi = \frac{z \cdot \mu_e \cdot \rho_e \cdot \sqrt{k}}{\mu_n \cdot \rho_n \cdot d_{экв}^2} \cdot \frac{\sigma}{P}, \quad (6)$$

где  $\rho_n$  – плотность нефти, насыщенной  $CO_2$ , определяемая по уравнению [11]:

$$\rho_n = \rho_T - 0,1027y^{0,608} + 0,1407y^{0,6133}, \quad (7)$$

где  $y = \frac{\gamma \cdot P \cdot (P_S - B)^{1,25}}{(1,8t + 32)}$ ; (8)

$\rho_T$  – плотность нефти,  $кг/м^3$ , при соответствующей температуре,  $^{\circ}C$ ;  
 $B$  – атмосферное давление, МПа;  $P_S$  – давление насыщения нефти газом, МПа, определяемое по уравнению [12]:

$$P_S = 8,725 \cdot \left(\frac{\Gamma}{\rho_n}\right)^{0,83} \cdot 10^{\frac{0,001638T - 1762,5}{\rho_n}}, \quad (9)$$

где  $\Gamma$  – растворимость газа в нефти,  $м^3/м^3$ ;  $\rho_n$  – плотность нефти при нормальных условиях,  $кг/м^3$ ;  $T$  – абсолютная температура, К;  $\gamma$  – вязкость углеводорода, выраженная в градусах  $API$ , определяемая по уравнению

$$API = \frac{141,5}{G_y} - 131,5, \quad (10)$$

где  $G_y = \frac{\rho_n}{\rho_e}$ .

Вязкость газонасыщенной нефти определяется из уравнения [13]:

$$\mu_P = \mu_{H,T} \cdot \exp[\alpha(P - P_S)], \quad (11)$$

где  $\mu_{H,T} = \frac{\mu_T}{(1 + 2,4 \cdot \Gamma)^b}$ ; (12)

$$b = 1,52 \cdot 10^{-4} (\rho_n - 750)^{1,43} \cdot \mu_T^{0,022} \cdot \rho_T^{0,094}; \quad (13)$$

$$\alpha = 8,1 \cdot 10^{-3} \cdot \mu_{H,T}^{0,291}, \quad (14)$$

где  $\mu_T$  – динамическая вязкость дегазированной нефти при нормальных условиях,  $Па \cdot с$ ;  $\rho_T$  – плотность газа, растворенного в нефти,  $кг/м^3$ ;  $\rho_n$  – плотность дегазированной нефти при данных термобарических условиях,  $кг/м^3$ .

Результаты опытов обработаны в виде обобщающей зависимости КВН  $\eta$  от критериев подобия (2–4, 6), которая может быть представлена в виде:

$$\eta = 0,08 \cdot Re^{-0,2537} \cdot Sl^{-0,5718} \cdot We^{0,425} \cdot \pi^{0,0253}. \quad (15)$$

Представленная зависимость позволяет обобщить 95 % экспериментальных данных с погрешностью не более 17,3 %. Зависимость получена путем обработки большого числа экспериментов, соответствующих следующему диапазону изменения критериев подобия, входящих в (15) (рис. 9):

- $Re$  – от  $10^{-4}$  до 0,04;
- $Sl$  – от  $1,5 \cdot 10^{-7}$  до  $1,2 \cdot 10^{-5}$ ;
- $We$  – от  $5 \cdot 10^{-9}$  до  $6 \cdot 10^{-7}$ ;
- $\pi$  – от  $7 \cdot 10^{-12}$  до  $2,5 \cdot 10^{-10}$ ;
- проницаемости модели пласта – от 38 до 180 мД;
- вязкости нефти – от 1 до 9,7 Па · с;
- давления нагнетания – от 7 до 12 МПа;
- температуры – от 313 до 353 К.

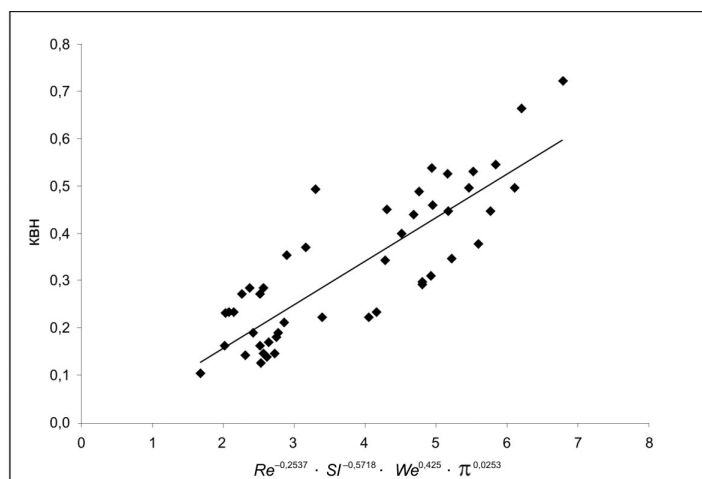


Рис. 9. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от критериев подобия в диапазоне проницаемостей от 38 до 180 мД

### Выводы

1. Повышение температуры нагнетания диоксида углерода выше критического значения приводит к уменьшению КВН во всем исследованном диапазоне давлений, вязкостей нефти и проницаемостей пласта.

2. Повышение давления нагнетания диоксида углерода выше критического значения приводит к увеличению КВН во всем исследованном диапазоне температур, вязкостей нефти и проницаемостей пласта.

3. Увеличение вязкости углеводорода приводит к уменьшению КВН во всем исследованном диапазоне давлений, температур и проницаемостей пласта.

4. Изменение коэффициента абсолютной проницаемости в пять раз приводит к незначительному изменению оптимального объема нагнетания диоксида углерода.

Предложено обобщающее уравнение, определяющее зависимость КВН от гидродинамики процесса вытеснения нефти и порометрических характеристик пласта.

### Список литературы

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1985. – 313 с.
2. Антониади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами / Д.Г. Антониади. – М.: Недра, 1995. – 313 с.
3. Лейк Л. Основы методов увеличения нефтеотдачи / Л. Лейк: пер. с англ., 2004. – 449 с. – <http://www.twirpx.com/file/200727/>.
4. Щелкачев В.Н. Подземная гидравлика / В.Н. Щелкачев, Б.Б. Лапук. – М.: РХД, 2001. – 1473 с.
5. Lave F.M. Use of entrapment in improving mobility control of supercritical carbon dioxide / F.M. Llave, T-H. Chung, T.E. Burchfield / SPE reservoir engineering. – 1990. – May. – P. 47–51.
6. Дубовкин Н.Ф. Физико-химические и эксплуатационные свойства реактивных топлив: справочник // Н.Ф. Дубовкин и др. – М.: Химия, 1985. – 240 с.
7. Закс С.Л. Повышение нефтеотдачи пласта нагнетанием газов. Вытеснение в условиях взаимной растворимости вытесняющей и вытесняемой фаз и обратного испарения // С.Л. Закс. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1963. – 189 с.
8. Макатров А.К. Физическое моделирование водогазового воздействия на залежи нефти в осложненных горно-геологических условиях: дисс. ... канд. техн. наук / А.К. Макатров. – Уфа, 2006. – 24 с.
9. Enhanced oil recovery using CO<sub>2</sub> flooding: pat. U.S.: 4, 913, 235.
10. Фаткуллин А.А. Значение газовых методов в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти / А.А. Фаткуллин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 1. – С. 32–35.
11. Mohsin Ai-Jarba. A comparison study of the CO<sub>2</sub>-oil physical properties literature correlations accuracy using visual basic modelling technique / Ai-Jarba Mohsin // Oil and Gas Business, 2009.
12. Пирвердян А.М. Физика и гидравлика нефтяного пласта / А.М. Пирвердян. – М.: Недра, 1982. – 192 с.
13. Брот Р.А. Определение реофизических параметров газонасыщенных нефтей / Р.А. Брот, С.Е. Кутуков // Нефтегазовое дело. – 2005. – С. 2–12.