

УДК 532.529

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-75-89

**Экспериментальное и численное определение параметров  
смесимости при обосновании газового воздействия  
на примере Северо-Даниловского месторождения**

**А. В. Кобяшев**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
AVKobyashev@tnnc.rosneft.ru

**Аннотация.** Смесимость во многом определяет эффективность газового воздействия. Режим смешивающегося вытеснения позволяет достигнуть максимальной эффективности. Минимальное давление смесимости (МДС) является ключевым параметром, определяемым при обосновании газового воздействия.

Для условий Восточной Сибири точность прогноза на основе корреляционных уравнений составляет 10–50 %, наиболее близкие значения получены при использовании уравнения А. М. Maklavani, Н. М. Sebastian и М. Dong.

Уравнение состояния, настроенное на результаты рутинных исследований, оценивает МДС с погрешностью до 30 %.

Эксперимент по набухаемости (swell test) повысил точность прогноза до 10 %.

Метод исчезающего межфазного натяжения (МФН) как экспресс-метод определения параметра смесимости показал высокую точность прогноза МДС.

Метод дает дополнительную возможность описания процесса изменения МФН с ростом давления или изменения состава газа и дополняет процесс адаптации уравнения состояния при настройке эксперимента в тонкой трубке.

**Ключевые слова:** минимальное давление смесимости, уравнение состояния

**Для цитирования:** Кобяшев, А. В. Экспериментальное и численное определение параметров смесимости при обосновании газового воздействия на примере Северо-Даниловского месторождения / А. В. Кобяшев. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-5-75-89 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 5. – С. 75–89.

**A case study of the Severo-Danilovskoye field on experimental  
and numerical determination of miscibility parameters  
when justifying gas injection**

**Alexander V. Kobyashev**

**Abstract.** Miscibility largely determines the performance of gas injection. Miscible displacement allows achieving maximum effect. The minimum miscibility pressure (MMP) is a key parameter, which is determined when justifying a gas injection project.

For the conditions of East Siberian reservoirs, the accuracy of correlation equations is 10-50 %, and A. M. Maklavani, H. M. Sebastian, and M. Dong equations demonstrate the most accurate values.

The equation of state matched to the results of routine studies evaluates the MMP with an error of up to 30 %.

Additional data from special studies (swell test) increased the estimating accuracy by up to 10 %.

An express laboratory method for measuring the miscibility parameter (a method of vanishing interfacial tension) showed high accuracy of MMP estimate.

The method also allows describing the process of changing the interfacial tension with increasing pressure or changing the gas composition, and complements the process of adjusting the equation of state when setting up a slim tube experiment.

**Keywords:** minimum miscibility pressure, equation of state

**For citation:** Kobyashev, A. V. (2022). A case study of the Severo-Danilovskoye field on experimental and numerical determination of miscibility parameters when justifying gas injection. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 75-89. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-75-89

## **Введение**

Закачка газа — один из самых распространенных методов повышения нефтеотдачи пласта в мире. Механизмами повышения нефтеотдачи являются увеличение объема пластовой нефти, снижение вязкости и межфазного натяжения на границе нефть — газ. Максимальная эффективность газового воздействия достигается при реализации смешивающегося вытеснения, при котором отсутствуют силы поверхностного натяжения на границе флюидов [1]. В условиях смешивающегося вытеснения остаточная нефтенасыщенность будет стремиться к нулю [2].

Различают одноконтakтную смесимость, при которой нефть и газ неограниченно растворяются друг в друге при первом контакте (в первоначальном составе фаз), и многоконтakтную, при которой взаимное неограниченное растворение наступает после обмена компонентами между нефтью и газом. Минимальное давление многоконтakтной смесимости (ММР — Minimum Miscibility Pressure), как правило, значительно ниже давления смесимости при первом контакте [3]. Эффективность смесимости определяется термобарическими условиями и компонентным составом нефти и газа.

Определение параметров смесимости является актуальной задачей, позволяющей оценить потенциал газового воздействия, режим вытеснения и предложить направление оптимизации процесса.

Для оценки параметров смесимости используют экспериментальные и численные подходы. К экспериментальным методам относят тест на набухаемость (swell test), вытеснение в тонкой трубке (slim tube), метод исчезающего межфазного натяжения (VIT — Vanishing Interfacial Test),

к численным — использование корреляционных уравнений и композиционное моделирование.

Задача данного исследования — сравнительная оценка экспериментальных и численных подходов определения минимального давления смесимости (МДС) на примере Северо-Даниловского месторождения.

### **Экспериментальные подходы к определению смесимости**

#### *Метод тонкой трубки*

Это признанный подход определения параметров смесимости нефти и газа, позволяющий изучить динамику процесса вытеснения, проконтролировать изменение состава и сделать вывод о механизмах взаимодействия. Методика заключается в проведении экспериментов по вытеснению нефти газом в тонкой трубке (длина более 10 м, внутренний диаметр 6 мм), заполненной песком и насыщенной пластовой нефтью. Значение МДС соответствует значению давления, при котором достигается коэффициент вытеснения 90 % при прокачке газа 1,2 порового объема.

В России изучением процесса вытеснения нефти в тонкой трубке занимались такие ученые, как В. Н. Хлебников, В. Б. Губанов, А. М. Петраков, Ю. А. Егоров, И. А. Лебедев, Т. Л. Ненартович и др. [4, 5].

За рубежом вопросами оценки влияния отдельных параметров на оценку эффективности смесимости методом тонкой трубки занимались D. A. Flock, A. Nouar, T. E. Randall, D. B. Bennion, L. W. Holm [6, 7].

Преимуществом метода является возможность контроля динамики процесса взаимодействия нефти и газа, детализация процесса — изучение массы перехода на уровне отдельных компонентов нефти и газа.

К недостаткам метода можно отнести отсутствие единого стандарта проведения экспериментов, длительность и высокую стоимость исследования.

#### *Метод исчезающего межфазного натяжения*

Методика основана на оценке межфазного натяжения между газом и нефтью. Значительный вклад в развитие метода внес D. N. Rao, он впервые в 1999 году использовал метод исчезающего межфазного натяжения для оценки параметров смесимости на месторождении Keg River F Pool [8].

Определение минимального давления смесимости осуществляется экстраполяцией межфазного натяжения до нуля, эксперимент проводится в условиях заданного состава газа с ростом давления. Оценка межфазного натяжения производится с использованием уравнения Лапласа по форме капли нефти при заданной плотности нефти и газа.

Значительным преимуществом метода являются быстрота проведения экспериментов и невысокая стоимость исследования (в 10 раз быстрее метода slim tube). К недостаткам метода можно отнести нестабильность в определении межфазного натяжения вблизи минимальных значений, а также наличие взаимодействия нефти и газа, приводящего к изменению плотности и состава без возможности прямого измерения равновесных параметров.

### *Эксперимент на набухаемость*

В процессе исследования определяется давление одноконтантного смешивания при взаимодействии нефти и газа. Эксперимент начинают при давлении насыщения и пластовой температуре. Повышают давление, поддерживая первоначальную температуру, повышают давление до полного растворения газа в нефти. Давление, при котором разница в свойствах между нефтью и газа исчезает, называется критическим или в случае закачки газа давлением первичного смешивания.

Применение результатов теста на набухаемость (swell test) для настройки уравнения состояния (УС) является наиболее распространенным способом использования данных. Результаты теста изложены в работах авторов [9, 10]. Z. Novosad и T. Constain [9] показали использование результатов теста на набухаемость для определения направления взаимодействия нефти и закаченного газа, а также выбора режима вытеснения при организации газового воздействия.

### **Численные подходы к определению смесимости**

#### *Корреляционные методы*

Наиболее быстрым способом оценки параметров смесимости является использование уравнений корреляции. Большинство зависимостей получены для оценки смесимости с углекислым газом ( $\text{CO}_2$ ). Например, в работах C. Cronguist, H. Yuan [11, 12] минимальное давление смесимости с  $\text{CO}_2$  рассматривается как функция термобарических условий и состава нефти.

Для определения минимального давления смесимости с углеводородными газами необходимо учитывать термобарические условия, состав нефти и закачиваемого газа. Для расчетов применяются мольные доли легких и промежуточных компонентов, а также молекулярная масса тяжелых компонентов. Наиболее широко используются зависимости A. M. Maklavani, O. Glaso, H. M. Sebastian, M. Dong [13–16], последние три из них требуют предварительного определения минимального давления смесимости с  $\text{CO}_2$ .

Среднее абсолютное отклонение оценки параметров смесимости с использованием уравнений корреляции составляет около 20 % [17]. Корреляционные уравнения настраивались на фактические данные, полученные при температурах выше 40 °C. Использование уравнений за диапазоном настроенных характеристик, например, для Северо-Даниловского месторождения, несет дополнительные неопределенности.

#### *Оценки смесимости на основе уравнения состояния*

Использование УС — наиболее эффективный численный метод определения параметров смесимости. В случае вытеснения нефти газом эффективность процесса определяется термобарическими условиями и компонентным составом двух фаз, УС позволяет оценить массоперенос и параметры отдельных фаз. Точность прогноза определяется объемом и качеством

исходных данных, а также параметрами настройки уравнения состояния [18]. Для получения качественного прогноза МДС необходимо использовать результаты рутинных и специальных PVT исследований пластовой нефти.

Композиционное моделирование 1D процесса вытеснения нефти в тонкой трубке позволяет вычислить минимальное давление смесимости и использовать полученное уравнение в процессе полномасштабного моделирования процесса закачки газа. Данный вариант моделирования чувствителен к количеству ячеек, а также относительной подвижности газа и нефти. При настройке уравнения состояния необходимо выполнить расчеты с целью определения влияния данных параметров [19].

### **Результаты экспериментальных и численных оценок параметров смесимости Северо-Даниловского месторождения (пласт Б5)**

Северо-Даниловское месторождение в административном отношении расположено на территории Катангского района Иркутской области в 300 км от города Усть-Кута. Основным объектом разработки является пласт Б5 усть-кутского горизонта тэтэрской свиты венд-кембрийской системы. Состав и свойства нефти и закачиваемого газа приведены в таблицах 1, 2.

*Таблица 1*

#### **Композиционный состав пластовой нефти и закачиваемого газа**

| Компоненты<br>(псевдокомпоненты) | Состав пластовой нефти,<br>% моль | Состав закачиваемого газа,<br>% моль |
|----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| C <sub>1</sub>                   | 39,8                              | 79,01                                |
| C <sub>2</sub>                   | 7,6                               | 6,34                                 |
| C <sub>3</sub>                   | 9,1                               | 8,91                                 |
| C <sub>4</sub>                   | 5,1                               | 5,45                                 |
| C <sub>5</sub> -C <sub>6</sub>   | 4,1                               | 0,29                                 |
| C <sub>7</sub> -C <sub>17</sub>  | 19,5                              | —                                    |
| C <sub>18</sub> -C <sub>30</sub> | 8,4                               | —                                    |
| C <sub>31</sub> -C <sub>80</sub> | 6,3                               | —                                    |

*Таблица 2*

#### **Свойства пластовой нефти**

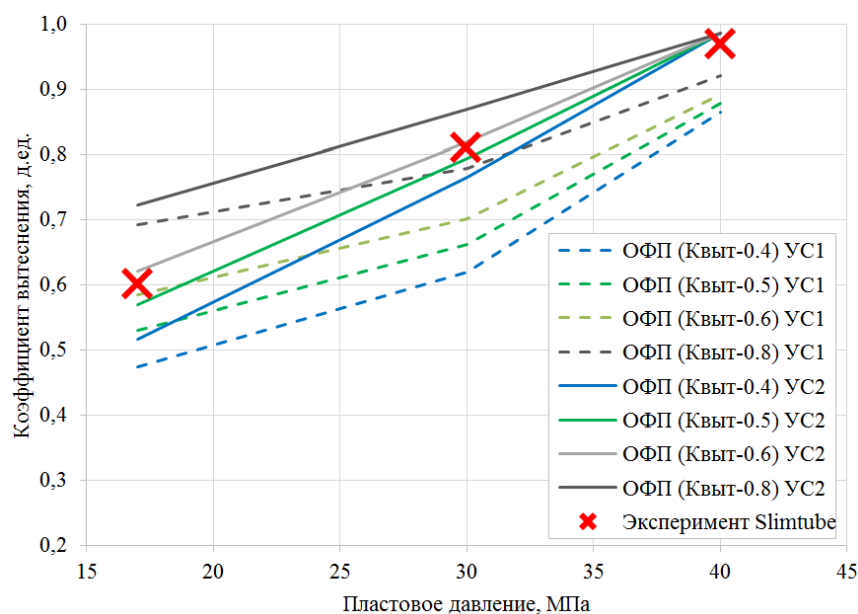
| Параметр                          | Единица измерения              | Значение |
|-----------------------------------|--------------------------------|----------|
| Давление насыщения                | МПа                            | 15,0     |
| Газосодержание                    | м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | 145,3    |
| Плотность пластовой нефти при Рпл | кг/м <sup>3</sup>              | 744,1    |
| Объемный коэффициент при Рпл      | д.ед.                          | 1,359    |
| Вязкость пластовой нефти          | сП                             | 2,375    |

В условиях ограниченного сбыта попутного нефтяного газа (ПНГ) актуальным является рассмотрение варианта использования ПНГ для поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи пласта. С целью обоснования газового воздействия выполнен комплекс лабораторных и аналитических исследований, включающий определение параметров смесимости при вытеснении в тонкой трубке [20], эксперименты по набухаемости (swell test), оценки межфазного натяжения нефти и закачиваемого газа (VIT), а также аналитические оценки и моделирование с использованием композиционного уравнения состояния.

#### *Определения параметров смесимости в тонкой трубке (slim tube)*

Эксперимент по определению параметров смесимости при вытеснении в тонкой трубке выполнен в Сколковском институте науки и технологии, обобщение результатов приведено в работе [20]. При проведении экспериментов использована закрученная в спираль тонкая трубка из нержавеющей стали длиной 24,5 м, с внутренним диаметром 0,39 см, заполненная стеклянной дробью марки Ballotini размером 75–150 мкм. В качестве нефти подготовлена рекомбинированная проба, свойства которой представлены в таблице 2. Для определения МДС выполнено три эксперимента по вытеснению нефти попутным нефтяным газом (см. табл. 1) на разных значениях среднепластового давления (17, 30, 40 МПа) (рис. 1).

Оценка минимального давления смесимости при взаимодействии с ПНГ по данным вытеснения в тонкой трубке составляет 36,5 МПа.



**Рис. 1. Оценка МДС с использованием 1D композиционного моделирования вытеснения нефти газом в тонкой трубке**

*Определение параметров нефти при взаимодействии с закачиваемым газом (swell test)*

Исследования проводились на установке PVT (система PVT 3000 Chandler Engineering) с измерительной ячейкой максимального объема порядка 400 см<sup>3</sup>. Первоначально в измерительную ячейку при давлении выше давления насыщения загружался некоторый объем нефти. Фиксирование объема нефти происходило при пластовых термобарических условиях.

Для обеспечения эксперимента в качестве доли загружаемого газа использовались их объемные соотношения ( $\frac{1}{8}$ ,  $\frac{1}{4}$ ,  $\frac{1}{3}$ ,  $\frac{1}{2}$ ,  $\frac{2}{3}$  объема газа к объему нефти при пластовых условиях) с последующим пересчетом в мольную долю. Загрузка газа осуществлялась с помощью поршневого контейнера при поддержании давления, близкого к давлению насыщения нефти (15,0 МПа). После загрузки требуемого объема газа давление в ячейке PVT медленно поднималось до пластового (16,9 МПа).

После закачки заданного объема газа в установку и замеров его объема смесь приводится к однофазному состоянию посредством поднятия давления, а также перемешивания пробы с помощью вспомогательной ячейки, предусмотренной схемой проведения эксперимента. После достижения однофазного состояния система выдерживается продолжительное время (не менее 4 ч). На следующем этапе проводится эксперимент по определению давления насыщения, а также стандартная сепарация, в ходе которой определяются соотношения газовой и жидкой фаз, отбираются пробы фаз на определение их компонентно-групповых составов. Оставшаяся часть пробы после проведения стандартной сепарации переводится в поршневой контейнер и в установку для измерения плотности и вязкости в диапазоне давлений выше давления насыщения исследуемой смеси. Свойства нефти приведены в таблице 3.

С увеличением объема растворенного газа отмечается снижение вязкости нефти, увеличение объемного коэффициента, что положительно влияет на повышение эффективности выработки пласта в процессе газового воздействия.

Таблица 3

**Основные результаты swell test. Свойства нефти**

| Мольная доля газа в нефти, доля ед. | Давление насыщения, МПа | Плотность нефти при $R_{нас}$ , кг/м <sup>3</sup> | Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | Набухаемость, доля ед. | Вязкость при $R_{нас}$ , сП |
|-------------------------------------|-------------------------|---------------------------------------------------|------------------------------------------------|------------------------|-----------------------------|
| 0                                   | 15,0                    | 750,2                                             | 0                                              | 1,000                  | 2,375                       |
| 0,181                               | 19,7                    | 727,9                                             | 29,2                                           | 1,065                  | 1,196                       |
| 0,362                               | 25,0                    | 709,2                                             | 67,3                                           | 1,154                  | 1,132                       |
| 0,483                               | 27,4                    | 700,8                                             | 77,7                                           | 1,172                  | 0,802                       |
| 0,724                               | 34,2                    | 678,4                                             | 130,6                                          | 1,294                  | 0,709                       |
| 0,966                               | 39,4                    | 660,1                                             | 165,5                                          | 1,363                  | 0,499                       |

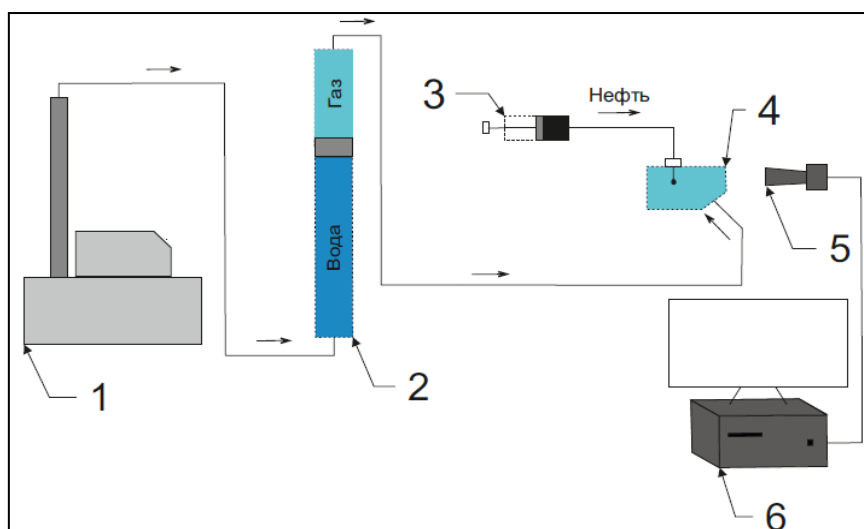
*Определение межфазного натяжения на границе нефти и закачиваемого газа (ВИТ)*

Определение межфазного натяжения на границе нефть — газ проведено в лаборатории исследования пластовых флюидов ООО «Тюменский нефтяной научный центр» под руководством С. А. Заночуева. Эксперименты выполнены в соответствии с методикой М 01.00241-2013/31-249-2017 «Породы горные и пластовые флюиды. Методика измерений поверхностного натяжения и краевого угла смачивания на границе раздела фаз» по методу висящей капли на приборе IFT 700. Оценка поверхностного натяжения основывается на законе Лапласа и вычисляется по формуле (1)

$$\sigma = dm^2 \cdot (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}) \cdot \frac{g}{H}, \quad (1)$$

где  $dm$  — диаметр капли, м;  $\rho_{\text{ж}}$  — плотность исследуемой жидкости (капли), кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{г}}$  — плотность окружающей ее среды (газ), кг/м<sup>3</sup>;  $g$  — ускорение свободного падения, м<sup>2</sup>/с;  $H$  — безразмерный параметр, зависящий от коэффициента асимметрии капли.

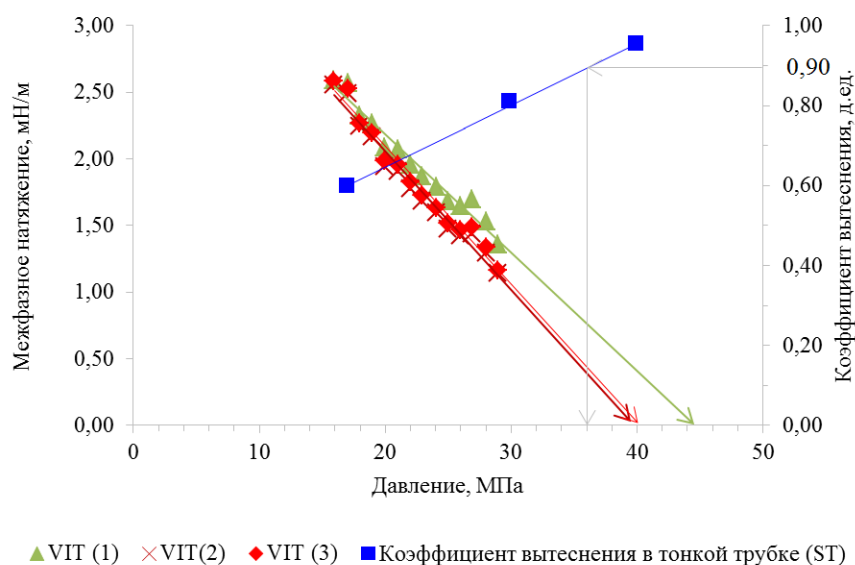
Изменение давления в системе осуществлялось путем закачки газовой фазы в «смотровую камеру» тензиометра. Для этого к тензиометру был дополнительно подключен блок подачи газовой фазы, который состоял из насоса и поршневого контейнера. Стабилизация системы на каждой точке изменения давления составляла порядка 1 часа. На рисунке 2 представлена принципиальная схема стенда для проведения эксперимента ВИТ.



**Рис. 2. Принципиальная схема стенда для проведения эксперимента ВИТ:**  
1 — насос; 2 — поршневой контейнер с пробой газа; 3 — насос флюида капли с пробой пластовой нефти; 4 — смотровая камера тензиометра;  
5 — оптическая система; 6 — компьютер

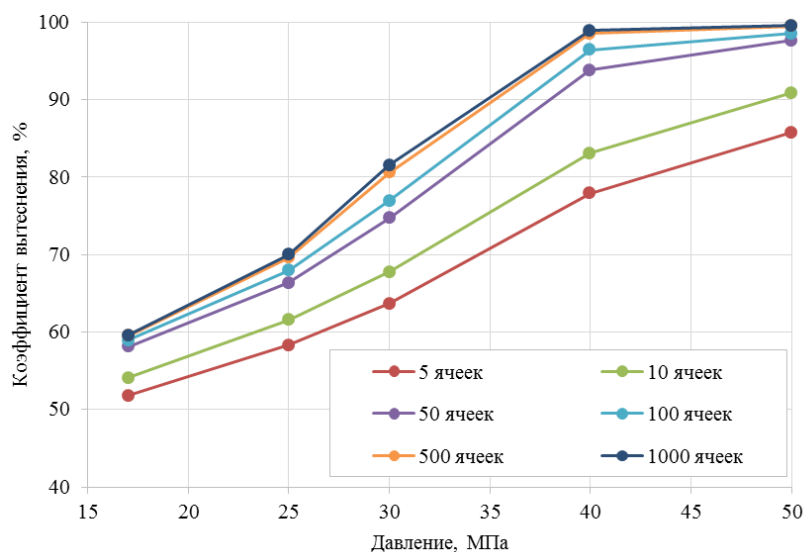


Ввод пробы пластовой нефти в «смотровую камеру» для создания капли осуществлялся при помощи «насоса флюида капли». Измерение межфазного натяжения осуществлялось в «смотровой камере» тензиометра, где капля оцифровывалась при помощи «оптической системы». Обработка цифрового сигнала производилась с учетом плотности флюидов в специализированном программном обеспечении тензиометра IFT 700. Предварительно выполнен замер плотности газа в диапазоне давления эксперимента. Плотность нефти определяется в условии равновесного состояния с закачиваемым газом экспериментальным путем в процессе swell test (см. табл. 3). Для сравнения выполнена оценка с использованием уравнения состояния. На рисунке 3 представлены результаты оценки межфазного натяжения для разных значений плотности нефти: VIT1 — плотность нефти принята без учета взаимодействия с газом, VIT2 — плотность нефти вычислена на основе уравнения состояния в условиях равновесного состояния с газом при заданном давлении, VIT3 — плотность нефти замерена экспериментально в ходе опытов по оценке набухаемости. Игнорирование изменения плотности нефти при увеличении давления в контакте с закачиваемым газом приводит к большим погрешностям оценки межфазного натяжения (VIT1).



**Рис. 3. Определение минимального давления смесимости методами вытеснения в тонкой трубке (ST) и исчезающего межфазного натяжения (VIT)**

Межфазное натяжение на границе нефть — закачиваемый газ в диапазоне давления от 16 до 28 МПа изменяется с 2,56 до 1,17 мН/м посредством экстраполяции межфазного натяжения, МДС оценивается 40 МПа (рис. 4).



**Рис. 4. Анализ влияния количества ячеек на оценку МДС при 1D композиционном моделировании вытеснения в тонкой трубке (ST)**

#### *Оценка МДС с использованием 1D композиционного моделирования*

Определение давления смесимости при использовании композиционного 1D моделирования вытеснения нефти газом — широко распространенный аналитический подход к оценке параметров смесимости, точность прогноза зависит от настройки УС. Для Северо-Даниловского месторождения было подготовлено два УС. Первое настроено на результаты рутинных исследований, второе — на результаты специальных исследований (swell test). Каждое из уравнений с допустимым интервалом погрешности 5 % было настроено на данные стандартного разгазирования. При моделировании вытеснения была оценена чувствительность прогноза МДС от количества ячеек и формы относительных фазовых проницаемостей.

Расчеты на линейной модели, выполненной в симуляторе Eclipse E300, показали, что достаточным для обеспечения заданного уровня погрешности 5 % является модель с 500 ячейками. Меньшее количество ячеек приводит к значительному завышению давления смесимости (см. рис. 4).

Уравнение состояния, настроенное только на результаты рутинных экспериментов, показало оценку МДС на уровне 40–43 МПа в зависимости от формы ОФП в системе нефть — газ. Уравнение состояния на данные swell test показало более низкую оценку МДС — 33–36 МПа (см. рис. 1).

#### *Оценка МДС с использованием корреляционных зависимостей*

Для оценки смесимости пластовой нефти с углеводородным газом по методикам [11, 13–16] необходимо оценить смесимость с CO<sub>2</sub>. Воспользуемся уравнением состояния Н. Yuan [11]. МДС для условий Северо-Даниловского месторождения (см. табл. 1, 2) составило 7,3 МПа, то есть

при закачке CO<sub>2</sub> будет развиваться смешивающееся вытеснение. Оценка минимального давления смесимости для ПНГ приведена в таблице 4.

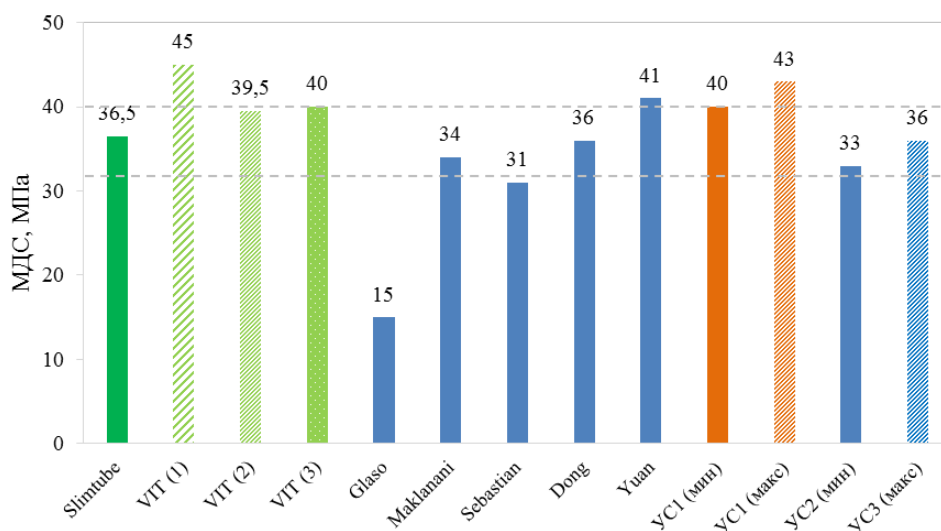
Таблица 4

**Оценка МДС с ПНГ для условий Северо-Даниловского месторождения (пласт Б5)**

| Корреляции           | МДС (ПНГ), МПа |
|----------------------|----------------|
| O. Glaso [13]        | 15             |
| A. M. Maklanani [15] | 34             |
| H. M. Sebastian [16] | 31             |
| M. Dong [14]         | 36             |
| H. Yuan [11]         | 41             |
| Среднее значение     | 31             |

Значение МДС, оцененное по уравнениям корреляции, изменяется в широком диапазоне — от 15 до 41 МПа, среднее значение — 31 МПа.

Сопоставление численных и экспериментальных методов оценки МДС представлено на рисунке 5.



**Рис. 5. Сопоставление оценки минимального давления смесимости различными методами**

В условиях Северо-Даниловского месторождения оценка МДС методом исчезающего межфазного натяжения показала высокую сходимость с оценкой МДС при вытеснении в тонкой трубке. С учетом равновесной плотности нефти, оцененной экспериментально (swell test) и вычисленной

с использованием уравнения состояния, отклонение составило менее 5 %, игнорирование снижения плотности нефти при взаимодействии с газом при высоких давлениях привело к значительной погрешности +23 %.

Отклонение прогноза МДС с применением уравнения состояния, настроенного только на результаты стандартных исследований, составляет в среднем 13 %, донстройка на результаты специальных исследований минимизирует прогнозные отклонения до 5,4 %.

Расхождение прогнозных оценок МДС с применением корреляций Н. Yuan, Н. М. Sebastian составили более 10 %, наиболее точный прогноз получен по методикам А. М. Maklavani и М. Dong, отклонения прогноза по методике О. Glaso более 50 %.

### **Выводы**

Специальные лабораторные и численные оценки МДС пластовой нефти и ПНГ, выполненные для пласта Б5 Северо-Даниловского месторождения, показали высокую сходимость с результатами, полученными при вытеснении в тонкой трубке. Точность прогноза зависит от набора исходных данных и находится в диапазоне 5–20 %.

Применение корреляционных зависимостей позволяет выполнить приближенную оценку МДС с точностью до 15 %. Наиболее близкие численные оценки получены при использовании композиционного моделирования, минимальные отклонения достигнуты при использовании в настройке результатов специальных методов, таких как swell test.

Метод исчезающего межфазного натяжения как экспресс-метод оценки параметров смесимости показал высокую точность прогноза МДС, которая во многом зависит от оценки равновесной плотности нефти.

Для определения параметров смесимости на ранних этапах исследования рекомендуется использовать корреляционные зависимости и численные оценки на основе уравнения состояния, настроенного на результаты специальных исследований. При более подробном рассмотрении перспективности газовых методов целесообразно проведение специальных лабораторных исследований, swell test, VIT и исследование вытеснения в тонкой трубке (slim tube).

### **Список источников**

1. Степанова, Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / Г. С. Степанова. – Москва : Газоил пресс, 2006. – 198 с. – Текст : непосредственный.
2. Lake, L. W. Enhanced oil recovery / L. W. Lake. – New Jersey : Printice Hall, 1989. – 550 p. – Direct text.
3. Pedersen, K. S. Phase behavior of petroleum reservoir fluids / K. S. Pedersen, P. L. Christensen, J. A. Shaikh. – DOI 10.1201/9781420018257. – 1<sup>st</sup> edition. – Boca Raton, 2006. – 422 p. – Direct text.

4. Петраков, А. М. О достоверности экспериментального определения коэффициентов вытеснения нефти методами газового и водогазового воздействия / А. М. Петраков, Ю. А. Егоров, Т. Л. Ненартович. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 9. – С. 100–102.
5. Полищук, А. М. Использование слим-моделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами. Часть 1. Методология эксперимента / А. М. Полищук, В. Н. Хлебников, В. Б. Губанов. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 5. – С. 19–24.
6. Flock, D. L. Parametric analysis on the determination of the minimum miscibility pressure in slim tube displacements / D. L. Flock, A. Nouar. – DOI 10.2118/84-05-12. – Direct text // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1984. – Vol. 23, Issue 05. – P. 80–88.
7. Ekundayo, J. M. Minimum miscibility pressure measurement with Slim tube apparatus - how unique is the value? / J. M. Ekundayo, S. G. Ghedan. – Text : electronic // SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, September 2013. – Abu Dhabi, UAE, 2013. – URL: <https://doi.org/10.2118/165966-MS>.
8. Rao, D. N. Application of new technique to optimize injection gas composition for Rainbow Keg River F pool miscible flood / D. N. Rao, F. J. McIntyre, D. K. Fong. – DOI 10.2118/99-13-22. – Direct text // Journal of Canadian Petroleum technology. – 1999. – Vol. 38, Issue 13. – P. 96–100.
9. Novosad, Z. New interpretation of recovery mechanisms in enriched gas drives / Z. Novosad, T. Constain. – DOI 10.2118/88-02-01. – Direct text // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1988. – Vol. 27, Issue 2. – P. 54–60.
10. Green, D. W. Enhanced oil recovery / D. W. Green, G. P. Willhite. – 1<sup>st</sup> edition. – Richardson, Texas, 1998. – 545 p. – Direct text.
11. Improved MMP Correlations for CO<sub>2</sub> Floods Using analytical Gas flooding Theory / H. Yuan, R. T. Johns, A. M. Ekwuenu, B. Dindoruk. – DOI 10.2118/89359-MS. – Direct text // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, April 17–21, 2004. – Tulsa, Oklahoma, 2004. – P. 418–425.
12. Cronquist, C. Carbon dioxide dynamic miscibility with light reservoir oils / C. Cronquist. – Direct text // Proc. Fourth Annual U.S. DOE Symposium. – USA, Tulsa, Oklahoma, 1978. – P. 28–30.
13. Glaso, O. Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation / O. Glaso. – DOI 10.2118/12893-PA. – Direct text // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1985. – Vol. 25, Issue 06. – P. 927–934.
14. Dong, M. Potential of Greenhouse gas storage and utilization through enhanced oil recovery - Task 3 : Minimum miscibility pressure (MMP) studies. Final report / M. Dong. – SRC Publication № P-110-468-C-99. – 1999. – Direct text.
15. New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections / A. M. Maklavani, A. Vatani, B. Moradi, J. Tangsirifard. – Direct text // Brazilian journal of petroleum and gas. – 2010. – Vol. 4, Issue 1. – P. 11–18.
16. Sebastian, H. M. Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO<sub>2</sub> streams / H. M. Sebastian, R. S. Wenger, T. A. Renner. – DOI 10.2118/12648-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1985. – Vol. 37, Issue 11. – P. 2076–2082.
17. Yurkiw, F. J. A comparative investigation of minimum Miscibility pressure correlations for enhanced oil recovery / F. J. Yurkiw, D. L. Flock. – Text : electronic // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1994. – Vol. 33, Issue 08. – URL: <https://doi.org/10.2118/94-08-04>

18. Stalkup, F. Effect of EOS Characterization on predicted miscibility pressure / F. Stalkup, H. Yuan. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 2005. – Dallas, Texas, 2005. – URL: <https://doi.org/10.2118/95332-MS>
19. Fluid characterization for miscible floods / H. Yuasn, A. Chopra, V. Marwash, F. Stalkup. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 2008. – Denver, Colorado, USA, 2008. – URL: <https://doi.org/10.2118/114913-ms>
20. Оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения при вытеснении нефти попутным нефтяным газом для условий месторождения Восточной Сибири / А. В. Кобяшев, А. А. Пятков, В. А. Захаренко [и др.]. – DOI 10.24412/2076-6785-2021-4-35-38. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 4 (83). – С. 35–38.

### **References**

1. Stepanova, G. S. (2006). Gazovye i vodorazovye metody vozdeystviya na neftyanye plasty. Moscow, Gazoil press Publ., 198 p. (In Russian).
2. Lake, L. W. (1989). Enhanced oil recovery. New Jersey, Printice Hall, 550 p. (In English).
3. Pedersen, K. S., Christensen, P. L., & Shaikh, J. A. (2006). Phase behavior of petroleum reservoir fluid. Boca Raton, 422 p. (In English). DOI: 10.1201/9781420018257
4. Petrakov, A. M., Egorov, Yu. A., & Nenartovich, T. L. (2011). On the reliability of the experimental determination of oil displacement coefficients by gas and water-gas stimulation methods. Oil Industry, (9), pp. 100-102. (In Russian).
5. Polishchuk, A. M., Khlebnikov, V. N., & Gubanov, V. B. (2014). Usage of a formation slim tubes for physical modeling of oil displacement processes by miscible agents. Part 1. Methodology of the experiment. Oilfield Engineering, (5), pp. 19-24. (In Russian).
6. Flock, D. L., & Nouar, A. (1984). Parametric analysis on the determination of the minimum miscibility pressure in slim tube displacements. Journal of Canadian Petroleum Technology, 23(05), pp. 80-88. (In English). DOI: 10.2118/84-05-12
7. Ekundayo, J. M., & Ghedan, S. G. (2013). Minimum miscibility pressure measurement with Slim tube apparatus - how unique is the value? SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, September 2013. Abu Dhabi, UAE. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/165966-MS>
8. Rao, D. N., McIntyre, F. J., & Fong, D. K. (1999). Application of new technique to optimize injection gas composition for Rainbow Keg River F pool miscible flood. Journal of Canadian Petroleum technology, 38(13), pp. 96-100. (In English). DOI: 10.2118/99-13-22
9. Novosad, Z., & Constain, T. (1988). New interpretation of recovery mechanisms in enriched gas drives. The Journal of Canadian Petroleum Technology, 27(2), pp. 54-60. (In English). DOI: 10.2118/88-02-01
10. Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). Enhanced oil recovery. 1<sup>st</sup> edition. Richardson, Texas, 545 p. (In English).
11. Yuan, H., Johns, R. T., Ekwuenu, A. M., & Dindoruk, B. (2004). Improved MMP Correlations for CO<sub>2</sub> Floods Using analytical Gas flooding Theory. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, April 17-21, 2004, pp. 418-425. (In English). DOI: 10.2118/89359-MS

12. Cronquist, C. (1978). Carbon Dioxide Dynamic Miscibility with Light Reservoir Oils. Proc. Fourth Annual U.S. DOE Symposium. USA, Tulsa, Oklahoma, pp. 28-30. (In English).
13. Glaso, O. (1985). Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation. Society of Petroleum Engineers Journal, 25(06), pp. 927-934. (In English). DOI: 10.2118/12893-PA
14. Dong, M. (1999). Potential of Greenhouse gas storage and utilization through enhanced oil recovery - Task 3: Minimum miscibility pressure (MMP) studies. Final report. SRC Publication No P-110-468-C-99. (In English).
15. Maklavani, A. M., Vatani, A., Moradi, B., & Tangsirifard, J. (2010). New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections. Brazilian journal of petroleum and gas, 4(1), pp. 11-18. (In English).
16. Sebastian, H. M., Wenger, R. S., & Renner, T. A. (1985). Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO<sub>2</sub> streams. Journal of Petroleum Technology, 37(11), pp. 2076-2082. (In English). DOI: 10.2118/12648-PA
17. Yurkiw, F. J., & Flock, D. L. (1994). A comparative investigation of minimum Miscibility pressure correlations for enhanced oil recovery. Journal of Canadian Petroleum Technology, 33(08). (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/94-08-04>
18. Stalkup, F., & Yuan, H. (2005). Effect of EOS Characterization on predicted miscibility pressure. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 2005. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/95332-MS>
19. Yuasn, H., Chopra, A., Marwash, V., & Stalkup, F. (2008). Fluid characterization for miscible floods. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 2008. Denver, Colorado, USA. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/114913-ms>
20. Kobyashev, A. V., Pyatkov, A. A., Zakharenko, V. A., Gromova, E. A., & Dolgov, I. A. (2021). Estimating minimum miscibility pressure and minimum oil swelling when displaced by associated petroleum gas for the conditions of an East Siberian field. Exposition Oil & Gas, 4(83), pp. 35-38. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-35-38

#### **Информация об авторе**

**Кобяшев Александр Вячеславович,**  
главный менеджер Управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, AVKobyashev@tnnc.rosneft.ru

#### **Information about the author**

**Alexander V. Kobyashev,** Chief  
Manager of the Department of Scientific and Technical Development, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, AVKobyashev@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 20.05.2022; одобрена после рецензирования 02.06.2022; принята к публикации 14.06.2022.

The article was submitted 20.05.2022; approved after reviewing 02.06.2022; accepted for publication 14.06.2022.