

А. В. Кобяшев¹, К. М. Федоров², В. А. Захаренко^{1*}, С. К. Грачева¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

²Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: vazakharenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Развитие теории и опыта применения методов повышения нефтеотдачи выходит на первый план в условиях истощения традиционных запасов. В России накоплен достаточно большой опыт применения газовых методов увеличения нефтеотдачи, которые были опробованы на Алексеевском, Битковском, Ключевом, Новогоднем, Ромашкинском, Самотлорском, Федеровском и других месторождениях. Наибольшая эффективность при применении газовых методов достигается при условии смесимости или полной растворимости закачиваемого газа и пластовой нефти. Поэтому анализ возможности применения газовых методов начинается с оценки условий смесимости. Экспериментальное исследование условий смесимости является длительной и дорогостоящей процедурой. Для первоначальной оценки смесимости в научно-технической литературе предложено большое количество корреляционных зависимостей, учитывающих пластовую температуру и составы нефти и газа — кандидата на закачку в пласт. Большинство таких зависимостей определено для нефтей, залегающих в различных частях мира и многообразных отложениях. Анализ применимости этих корреляционных зависимостей для месторождений Западной Сибири является актуальной задачей.

В статье на примере Самотлорского месторождения сопоставлены результаты расчетов по более чем десяти корреляционным зависимостям с экспериментальными данными определения условий смесимости, выполненных на моделях тонких трубок, заполненных песком (slim tube). Сравнение проводится как для углекислого газа, так и для жирных углеводородных газов.

Ключевые слова: газовые методы увеличения нефтеотдачи; минимальное давление смесимости; корреляционные зависимости; эксперименты по вытеснению на тонких трубках

**Correlation dependencies validation for minimum miscibility pressure
of gas and reservoir oil determination**

**Alexander V. Kobyashev¹, Konstantin M. Fedorov², Vladimir A. Zakharenko^{1*},
Svetlana K. Grachova¹**

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: vazakharenko@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The development of the theory and application experience of enhanced oil recovery methods comes to the fore in the conditions of depletion of traditional reserves. Russia has accumulated quite a lot of experience in applying gas enhanced oil recovery methods that have been tested at the Romashkino oil field, the Samotlor oil field, the Fedorovskoe oil field, etc. The maximum efficiency in the application of gas drive methods is achieved under the condition of miscibility or full solubility of the injected gas and reservoir oil. Therefore, an analysis of the gas methods applicability begins from the investigation of miscibility conditions assessment. Experimental study of miscibility conditions is a time consuming and expensive procedure. A large number of correlation dependencies taking into account the reservoir temperature and the composition of oil and gas - a candidate for injection into the reservoir were proposed in the technical literature for the initial assessment of miscibility. Most of these dependencies are defined for petroleum occurring in different parts of the world and diverse sediments. An analysis of the applicability of these correlations for the fields, which are located in Western Siberia, is an actual task.

The article compares the results of calculations for more than ten correlation dependencies with experimental data for determining the miscibility conditions, performed on of slim tubes models, a case study of the Samotlor oil field. The comparison is made for both carbon dioxide and enriched hydrocarbon gases.

Key words: gas methods of enhanced oil recovery; minimum miscibility pressure; correlation dependencies; slim tube experiments

Введение

Газовые и водогазовые методы воздействия на пласт относятся к третьим методам увеличения нефтеотдачи, реализация которых позволяет не только увеличить коэффициент вытеснения нефти и тем самым повысить конечную нефтеотдачу (КИН), но также решить проблему утилизации попутно-добываемого нефтяного газа [1, 2]. В основе данных методов лежит принцип перераспределения углеводородных компонентов между пластовой нефтью и закачиваемым газом, приводящий к снижению поверхностного натяжения и снижению остаточной нефтенасыщенности [3, 4]. Механизм вытеснения нефти газом зависит от значений пластового давления, температуры и составов газа и нефти, выделение критериев подобия или безразмерных чисел, определяющих тип механизма, является сложной задачей, не решенной на сегодняшний день [5].

Процесс, в котором достигается нулевое поверхностное натяжение, называется смешивающимся вытеснением, обеспечивающим значение коэффициента вытеснения нефти из пористой среды близкое к единице. Минимальное давление, при котором обеспечивается смешиваемость при пластовой температуре, называется минимальным давлением смесимости (МДС).

Максимальная эффективность газовых методов достигается именно при МДС. Основная цель предварительных исследований состоит в поиске составов газа, при котором МДС меньше пластового давления. Наибольшее распространение получили газы на основе CO_2 и комбинации газов различных ступеней сепарации попутного газа [4, 6].

Применение корреляционных зависимостей

Различают три группы экспериментальных методов определения МДС: вытеснение нефти газом из тонкой, но длинной трубки, наполненной песком (slim tube); лабораторный метод наблюдения за всплывающим пузырем газа в нефти; лабораторное измерение коэффициента поверхностного натяжения на границе газ — нефть. Несмотря на более оперативное применение лабораторных методов испытание на тонких трубках (slim tube test) является стандартом де-факто в нефтяной промышленности и наиболее распространенным и признанным для определения МДС. Эти эксперименты позволяют дос-

тичь более высокой точности определения МДС, однако процедура по тонкой трубке — это дорогое и сложное исследование, требующее специального оборудования и значительного времени [7, 8].

Таблица 1

**Компонентный состав пластовой нефти
Самотлорского месторождения**

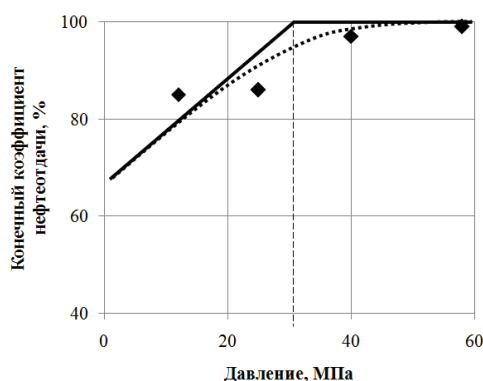
Компонент	Моль, %
N ₂	0,29
CO ₂	0,09
CH ₄	28,40
C ₂ H ₆	1,05
C ₃ H ₈	3,41
i-C ₄ H ₁₀	1,40
n-C ₄ H ₁₀	3,35
i-C ₅ H ₁₂	1,42
n-C ₅ H ₁₂	2,13
C ₆ H ₁₄	2,45
C ₇ H ₁₆	5,30
C ₈ H ₁₈	4,27
C ₉ H ₂₀	3,67
C ₁₀ H ₂₂ ⁺	42,78
Молярная масса, г/моль	136,0
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	774,0
Плотность нефти в поверхностных условиях (температура 20 °C), кг/м ³	852,9
Плотность разгазированной нефти, кг/м ³	847,8
Пластовая температура, °C	56,0
Пластовое давление, МПа	12,2

В качестве первого шага или экспресс-оценки процесса могут быть применены корреляционные зависимости, связывающие МДС с пластовой температурой и составом газа. Работ, посвященных определению таких зависимостей, достаточно большое количество в современной научно-технической литературе. Данные методики условно можно разделить на две категории: 1) определение МДС при закачке только CO₂ [9–14]; 2) определение МДС при закачке попутного нефтяного газа различного состава [12, 13, 15–19].

Корреляционные зависимости основаны на связи МДС и термобарических условий пласта (давление и температура), компонентного состава нефти и закачиваемого газа (содержание метана, доля CO₂, доля средних компонентов в нефти C₂–C₄, молекулярная масса компонентов C₅⁺, псевдокритическая температура смеси и т. д.).

Оценка степени достоверности определения величины МДС с помощью представленных корреляционных зависимостей выполнена на основании сопоставления расчетных значений с фактическими данными экспериментов на тонких трубках по Самотлорскому месторождению. Состав и основные характеристики пробы нефти представлены в таблице 1.

**Рис. 1. Обработка данных
по вытеснению нефти
Самотлорского месторождения
углекислым газом**



Обработка экспериментальных данных

Определение МДС из экспериментов по вытеснению нефти газом является нетривиальной задачей. Такие эксперименты приводятся в некотором интервале давлений, включающем пластовое давление. Рассмотрим методику определения МДС на примере экспериментальных данных по закачке углекислого газа.

Для рассматриваемого месторождения эксперименты по закачке углекислого газа проводились при пластовых условиях с рекомбинированными пробами пластовой нефти на четырех давлениях вытеснения: 12,3, 24,5, 39,2 и 58,8 МПа. Результаты определения конечного коэффициента вытеснения нефти (ККВН) представлены на рисунке 1. МДС определяется по точке излома зависимости ККВН от давления, но эти зависимости имеют плавный изгиб, а не излом. Распространенным приемом определения точки излома является проведение линейных трендов для максимальных значений ККВН и его растущих значений при низких давлениях, пересечение этих трендов и указывает на значение МДС [20]. Такая процедура и представлена на рисунке 1, согласно ей значение МДС для вытеснения нефти CO_2 при пластовой температуре равно 27 МПа.

Фактически за счет убывания давления вдоль трубки с песком смесимость может наблюдаться не по всей длине трубки, а в областях, примыкающих к входу. Предлагаемая процедура позволяет определить смесимость в большей части трубки.

Как видно из рисунка 1, в случае закачки CO_2 наблюдается вытеснение близкое к смешивающемуся даже при давлении нагнетания близком к пластовому. Так, при давлении закачки 12,3 МПа ККВН составил 85,2 %, при давлениях закачки более 40 МПа ККВН достигает значений 97,5–99,7 %.

Результаты расчетов корреляционных зависимостей с учетом данных таблицы 1 представлены в таблице 2. Как видно, все корреляционные зависимости дают заниженный результат (см. табл. 2). Расхождение может быть объяснено ошибками в тренде роста ККВН при увеличении давления, то есть для повышения точности определения МДС по данным вытеснения в тонких трубках необходимы дополнительные эксперименты в области малых давлений (ниже пластового).

Таблица 2

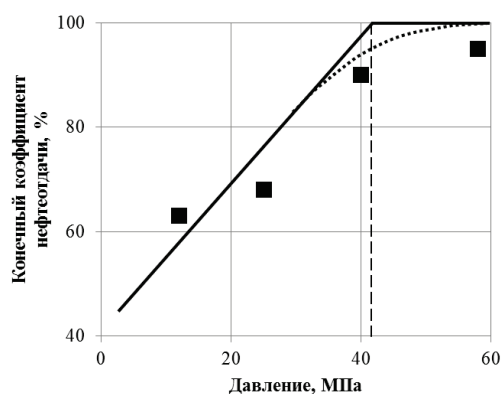
Результаты расчетов минимального давления смесимости при закачке CO_2 по Самотлорскому месторождению

Автор методики	МДС корреляционные зависимости, МПа	Отклонение от значения МДС (27 МПа) по графической зависимости, %
C. Cronquist [9]	15,9	–41,6
W. F. Yelling, R. S. Metcalfe [10]	11,4	–57,8
O. Glaso [11]	14,5	–49,4
H. Yuan [12]	15,8	–42,7
R. B. Alston [13]	16,7	–39,3
J. P. Johnson & J. S. Pollin [14]	10,3	–62,0

В качестве использования природного газа рассмотрена возможность закачки газа первой ступени сепарации попутного газа. Его состав приведен в таблице 3.

Эксперименты в тонкой трубке проведены при тех же давлениях, что и при закачке CO₂, результаты представлены на рисунке 2. Использование предлагаемой методики определяет значение МДС как 42 МПа.

Рис. 2. Обработка данных по вытеснению нефти Самотлорского месторождения газом первой ступени сепарации



Использование данных (см. табл. 1 и 3) позволяет рассчитать МДС по упомянутым выше корреляционным зависимостям, эти результаты сведены в таблицу 4. Согласно этой таблице наиболее близкие результаты показали методики авторов [12, 15, 18].

Таблица 3

Компонентный состав первой ступени сепарации попутного нефтяного газа Самотлорского месторождения

Компонент	Мольная доля, %
N ₂	2,79
CO ₂	0,01
CH ₄	82,46
C ₂ H ₆	5,22
C ₃ H ₈	5,77
i-C ₄ H ₁₀	1,08
n-C ₄ H ₁₀	1,78
i-C ₅ H ₁₂	0,33
n-C ₅ H ₁₂	0,33
C ₆ H ₁₄	0,15
C ₇ H ₁₆	0,06
C ₈ H ₁₈	0,03
C ₉ H ₂₀	0,003
C ₁₀ H ₂₂ ⁺	0,003
Молярная масса, г/моль	20,5

Таблица 4

Результаты расчетов минимального давления смесимости при закачке газа первой ступени сепарации по Самотлорскому месторождению

Автор методики	МДС, МПа	Отклонение от значения МДС (42 МПа) по графической зависимости, %
A. M. Maklavani [15]	38,2	-9,0
O. Glaso [11]	31,9	-24,0
H. M. Sebastian [16]	55,5	32,2
M. Dong [17]	63,3	50,8
A. Firoozabadi [18]	45,9	9,3
S. S. Kuo [19]	12,4	-70,5
H. Yuan [12]	43,0	2,5

Выводы

Проведенные исследования показали, что экспериментальный метод определения МДС для газа и пластовой нефти позволяет получить наиболее точ-

ные результаты. Эти данные не зависят от точности определения составов углеводородных компонентов нефти и газа, неуглеводородных примесей, которые вообще могут не фиксироваться при химических методах анализа. Для достоверной интерпретации лабораторных экспериментов необходимо проведение исследования в широком диапазоне значений давления вытеснения.

Корреляционные зависимости, предложенные в литературе, позволяют выполнить приблизительную оценку МДС и могут применяться в качестве первоначального подхода при постановке лабораторных экспериментов, что позволит оптимизировать продолжительные и дорогостоящие исследования. Основным недостатком аналитических способов является значительный разброс получаемых значений МДС при изменении состава закачиваемого агента воздействия даже при одних и тех же пластовых условиях.

Для Самотлорского месторождения наилучшая сходимость расчетных значений МДС по углеводородному газу с экспериментальными данными получена по корреляционным зависимостям Н. Yuan [12], А. М. Maklavani [15] и А. Firoozabadi [18]. Отмечается значительное расхождение расчетных и фактических данных МДС по углекислому газу, которое связано с неопределенностью в интерпретации результатов эксперимента вследствие узкого диапазона исследования, не включающего режим закачки при давлении ниже давления насыщения.

Библиографический список

1. Степанова Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газоил пресс, 2006. – 198 с.
2. Вашуркин А. И., Свищев М. Ф., Ложкин Г. В. Повышение нефтеотдачи водогазовым воздействием на пласт // Нефтепромысловое дело. – 1977. – № 9. – С. 23–24.
3. Lake L. W. Enhanced Oil Recovery. – New Jersey, Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1989. – 550 p.
4. Баталин О. Ю., Брусиловский А. И., Захаров М. Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. – М.: Недра, 1992. – 272 с.
5. Fedorov R. V., Samolovov D. A., Polkovnikov F. I. Recovery Drive Analysis in Respect to Tilted Oil Rims // SPE Russian Petroleum Technology Conference (Moscow, 15–17 October, 2018). – Available at: <https://doi.org/10.2118/191486-18RPTC-MS>.
6. Christensen J. R., Stenby E. E., Skauge A. Review of WAG Field Experience // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2001. – Vol. 4, Issue 2. – P. 97–106. DOI: 10.2118/71203-PA
7. Stalkup F. I. Miscible Flooding Fundamentals // Society of Petroleum Engineers Monograph Series. – 1983. – 204 p.
8. Физическое моделирование режимов газового воздействия на нефтегазоконденсатных месторождениях Восточной Сибири / И. В. Сабанчин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 92–96. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-92-97
9. Cronquist C. Carbon dioxide dynamic miscibility with lightreservoir oils // Proc. Fourth Annual U.S. DOE Symposium. – Tulsa, Oklahoma, 1978. – P. 28–30.
10. Yelling W. F., Metcalfe R. S. Determination and Prediction of CO₂ minimum Miscibility Pressures // Journal of Petroleum Technology. – 1980. – Vol. 32, Issue 01. – P. 160–168. DOI: 10.2118/7477-PA
11. Glaso O. Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1985. – Vol. 25, Issue 06. – P. 927–934. DOI: 10.2118/12893-PA
12. Improved MMP Correlations for CO₂ Floods Using analytical Gas Flooding Theory // H. Yuan [et al.] // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery (Tulsa, Oklahoma, 17–21 April). – 2004. – Available at: <https://doi.org/10.2118/89359-MS>.
13. Alston R. B., Kokolis G. P., James C. F. CO₂ minimum miscibility pressure: A correlation for Impure CO₂ streams and live oil systems // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1985. – Vol. 25, Issue 02. – P. 268–274. DOI: 10.2118/11959-PA

14. Johnson J. P., Pollin J. S. Measurement and correlation of CO₂ miscibility pressures // SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium (Tulsa, Oklahoma, 5–8 April). – 1981. – Available at: <https://doi.org/10.2118/9790-MS>.
15. New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections / A. M. Maklavani [et al.] // Brazilian journal of petroleum and gas. – 2010. – Vol. 4, Issue 1. – P. 11–18. – Available at: <http://www.portalabpg.org.br/bjpg/index.php/bjpg/article/view/83/116>.
16. Sebastian H. M., Wenger R. S., Renner T. A., Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO₂ streams // Journal of Petroleum Technology. – 1985. – Vol. 37, Issue 11. – P. 2076–2082. DOI: 10.2118/12648-PA
17. Dong M. Potential of Greenhouse gas storage and utilization through enhanced oil recovery – Task 3: Minimum miscibility pressure studies. Final report, SRC Publication № P-110-468-C-99, 1999.
18. Firoozabadi A., Aziz K. Analysis and correlation of nitrogen and lean-gas miscibility pressure // SPE Reservoir Engineering. – 1986. – Vol. 1, Issue 06. – Available at: <https://doi.org/10.2118/13669-PA>.
19. Kuo S. S. Prediction of miscibility for the enriched-gas drive process // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Las Vegas, Nevada, 22–26 September). – 1985. – Available at: <https://doi.org/10.2118/14152-MS>.
20. Диагностика и оптимизация работы скважин на примере совместной эксплуатации пластов на месторождении G Республики Судан / В. Л. Терентьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – № 6. – 2013. – С. 106–108.

References

1. Stepanova, G. S. (2006). Gazovye i vodorazovnye metody vozdeystviya na neftyanye plasty. Moscow, Gazoil press Publ., 198 p. (In Russian).
2. Vashurkin, A. I., Svishchev, M. F., & Lozhkin, G. V. (1977). Povyshenie nefteotdachi vo-dogazovym vozdeystviem na plast. Neftegazovoye delo, (9), pp. 23-24. (In Russian).
3. Lake, L. W. (1989). Enhanced Oil Recovery. New Jersey, Englewood Cliffs, Prentice-Hall, 550 p. (In English).
4. Batalin, O. Yu., Brusilovskiy, A. I., & Zakharov, M. Yu. (1992). Fazovye ravnovesiya v sistemakh prirodnykh uglevodorodov. Moscow, Nedra Publ., 272 p. (In Russian).
5. Fedorov, R. V., Samolovov, D. A., & Polkovnikov, F. I. (2018). Recovery Drive Analysis in Respect to Tilted Oil Rims. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, 15-17 October, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/191486-18RPTC-MS>
6. Christensen, J. R., Stenby, E. E., & Skauge, A. (2001). Review of WAG Field Experience. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 4(2), pp. 97-106. (In English). DOI: 10.2118/71203-PA
7. Stalkup, F. I. (1983). Miscible Flooding Fundamentals. Society of Petroleum Engineers Monograph Series, 204 p. (In English).
8. Sabanchin, I. V., Titov, R. V., Petrakov, A. M., Egorov, Yu. A., Lebedev, I. A., Nenartovich, T. L., & Starkovskiy, V. A. (2017). Physical simulation of gas injection at oil-gas-condensate fields of Eastern Siberia. Oil Industry, (6), pp. 92-96. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-92-97
9. Cronquist, C. (1978). Carbon dioxide dynamic miscibility with lightreservoir oils. Proc. Fourth Annual U.S. DOE Symposium. Tulsa, Oklahoma, pp. 28-30. (In English).
10. Yelling, W. F., & Metcalfe, R. S. (1980). Determination and Prediction of CO₂ minimum Miscibility Pressures. Journal of Petroleum Technology, 32(01), pp. 160-168. (In English). DOI: 10.2118/7477-PA
11. 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
12. Yuan, H., Johns, R. T., Egwuenu, A. M., & Dindoruk, B. (2004). Improved MMP Correlations for CO₂ Floods Using analytical Gas Flooding Theory. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 17-21 April. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/89359-MS>
13. Alston, R. B., Kokolis, G. P., & James, C. F. (1985). CO₂ minimum miscibility pressure: A correlation for Impure CO₂ streams and live oil systems. Society of Petroleum Engineers Journal, 25(02), pp. 268-274. (In English). DOI: 10.2118/11959-PA

14. Johnson, J. P., & Pollin, J. S. (1981). Measurement and correlation of CO₂ miscibility pressures. SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 5-8 April. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/9790-MS>
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). Available at: <http://www.portalabpg.org.br/bjpg/index.php/bjpg/article/view/83/116>.
16. Sebastian, H. M., Wenger, R. S., & Renner, T. A. (1985). Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO₂ streams. Journal of Petroleum Technology, 37(11), pp. 2076-2082. (In English). DOI: 10.2118/12648-PA
17. Dong M. (1999). Potential of Greenhouse gas storage and utilization through enhanced oil recovery - Task 3: Minimum miscibility pressure studies. Final report, SRC Publication No P-110-468-C-99. (In English).
18. Firoozabadi, A., & Aziz, K. (1986). Analysis and correlation of nitrogen and lean-gas miscibility pressure. SPE Reservoir Engineering, 1(06). (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/13669-PA>
19. Kuo, S. S. (1985). Prediction of miscibility for the enriched-gas drive process. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Las Vegas, Nevada, 22-26, September. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/14152-MS>
20. Terentyev, V. L., Kolyagin, A. G., Krashakova, O. L., Gusev, S. S., & Fedorov, K. M. (2013). Diagnostics and optimization of multilayer wells exploitation on the example of Sudanese G field development. Oil Industry, (6), pp. 106-108. (In Russian).

Сведения об авторах

Кобяшев Александр Вячеславович, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Федоров Константин Михайлович, д. ф.-м. н., профессор, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Захаренко Владимир Александрович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: vazakharenko@tnnc.rosneft.ru

Грачева Светлана Камильевна, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Alexander V. Kobyashev, Chief Manager, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Konstantin M. Fedorov, Doctor of Physics and Mathematics, Professor, University of Tyumen

Vladimir A. Zakharenko, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: vazakharenko@tnnc.rosneft.ru

Svetlana K. Gracheva, Team Leader, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen