

Оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения при вытеснении нефти попутным нефтяным газом для условий месторождения Восточной Сибири

Кобяшев А.В.¹, Пятков А.А.¹, Захаренко В.А.¹, Громова Е.А.¹, Долгов И.А.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²АО «Верхнеконскнефтегаз», Иркутск, Россия
avkobyashev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

На примере Северо-Даниловского месторождения Восточной Сибири рассмотрено экспериментальное определение эффективности смесимости нефти и закачиваемого газа. Дана оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения для попутного нефтяного газа. Получена зависимость коэффициента вытеснения в тонкой трубке от степени обогащения газа компонентами C_2-C_4 . Приведен подход к планированию режимов вытеснения в тонкой трубке с использованием корреляционных зависимостей и уравнения состояния.

Материалы и методы

Материалы: результаты экспериментальных оценок вытеснения нефти газом в тонкой трубке Северо-Даниловского месторождения Восточной Сибири.

Методы: численная оценка минимального давления смесимости с использованием уравнения корреляции Маклаواني и уравнения состояния.

Ключевые слова

минимальное давление смесимости, минимальный уровень обогащения, уравнение состояния, эффективность закачки газа

Для цитирования

Кобяшев А.В., Пятков А.А., Захаренко В.А., Громова Е.А., Долгов И.А. Оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения при вытеснении нефти попутным нефтяным газом для условий месторождения Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4. С. 35–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-35-38

Поступила в редакцию: 23.06.2021

GEOLOGY

UDC 553.98 (571.1) | Original paper

Estimating minimum miscibility pressure and minimum oil swelling when displaced by associated petroleum gas for the conditions of an East Siberian field

Kobyashev A.V.¹, Pyatkov A.A.¹, Zakharenko V.A.¹, Gromova E.A.¹, Dolgov I.A.²

¹"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, ²"Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia
avkobyashev@tnnc.rosneft.ru

Abstract

A case study of the Severo-Danilovskoye field in East Siberia is presented to describe an experimental measurement of miscibility between oil and injected gas. The minimum miscibility pressure and the minimum oil swelling by associated petroleum gas are estimated. The slim tube displacement efficiency as a function of gas enrichment with C_2-C_4 components is obtained. An approach to planning displacement conditions in a slim tube using correlations and an equation of state is presented.

Materials and methods

Materials: results of slim tube oil-gas displacement evaluation of the Severo-Danilovskoye field in East Siberia.

Methods: estimation of the minimum miscibility pressure using Maklavani correlation and the state equation.

Keywords

minimum miscibility pressure, minimum oil swelling, equation of state, gas injection efficiency

For citation

Kobyashev A.V., Pyatkov A.A., Zakharenko V.A., Gromova E.A., Dolgov I.A. 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, 2021, issue 4, P. 35–38.
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-35-38

Received: 23.06.2021

Введение

Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа (ПНГ) является актуальной задачей, в особенности в регионах ограниченного сбыта газа. К таким районам можно отнести территорию Восточной

Сибири, где разведанные и вводимые в разработку месторождения расположены на обширной территории. В таких условиях перспективным является оценка варианта использования ПНГ с обратной закачкой с целью поддержания пластового давления

и повышения нефтеотдачи пласта.

Увеличение нефтеотдачи при использовании газовых методов во многом определяется степенью смесимости газа и нефти. В благоприятных условиях реализуется смешивающее вытеснение с достижением

коэффициента смесимости более 90 %. Противоположным является вариант несмешивающегося вытеснения, реализуемого в условиях использования «сухого» газа, тяжелой нефти и/или низкого пластового давления. Изучение характера смесимости является определяющим этапом оценки потенциальной эффективности газового воздействия.

Целью работы является определение ключевых параметров смесимости для ПНГ — минимального давления смесимости (МДС) и минимального уровня обогащения (ММЕ), а также определение эффективности вытеснения в тонкой трубке при использовании CO_2 .

Основная часть

Наиболее распространенным методом оценки смесимости является эксперимент по вытеснению в тонкой трубке, который позволяет оценить МДС, сделать выводы о влиянии обогащения газа на эффективность вытеснения, а также определить направление процесса взаимодействия нефти и закачиваемого газа.

Описание эксперимента в тонкой трубке широко представлено в отечественных [2, 3] и зарубежных публикациях [1, 4, 5]. В настоящей работе эксперименты выполнены в Сколковском институте науки и технологии (П. Гришин, П. Зобов, С. Антонов). Параметры тонкой трубки: длина 24,5 м, внутренний диаметр 3,9 мм, проницаемость 6,8 Д, поровая среда стеклянная дробь 75–150 мкм.

Во всех экспериментах тонкая трубка заполнялась модельной рекомбинированной нефтью. Свойства нефти: давление насыщения 14,7 МПа, плотность 0,7428 г/см³, вязкость 1,21 МПа·с, газовый фактор 142 м³/м³, коэффициент усадки 0,758.

Газ вытеснения изготовлен из легких компонентов C_1 – C_4 в соответствии с составом ПНГ (табл. 1).

Планирование эксперимента вытеснения в тонкой трубке

При планировании проведения исследования в тонкой трубке был выполнен дизайн исследований с определением диапазона неопределенностей МДС и ММЕ. Оценка проведена с использованием корреляционных зависимостей [5–7], а также на основе

гидродинамических расчетов композиционного моделирования (ПО Eclipse 300 и PVTsim NOVA).

Корреляционная зависимость Маклава-ни [5] позволяет выполнить оценку МДС для заданного композиционного состава нефти и закачиваемого газа (1). В таблице 2 приведены исходные данные для пласта Б5 Северо-Даниловского месторождения.

$$\text{МДС} = 43,664 - 4,542 \times \alpha + 0,689 \times \alpha^2 - 0,132 \times \beta, \quad (1)$$

$$\alpha = \frac{X_{\text{C}_{2-\text{C}_6}}^{1,72785} \times X_{\text{C}_1}^{0,1}}{(1,8T + 32)^{0,5} \times M_{\text{C}_{7+}}} \times \beta = Y_{\text{C}_{2+}}^{(1,064 + 0,00686 M_{\text{C}_{2+}})}$$

где α — коэффициент, учитывающий параметры состава нефти; β — коэффициент, учитывающий параметры закачиваемого газа; $X_{\text{C}_{2-\text{C}_6}}$ — среднее содержание в нефти C_{2-C_6} , CO_2 , H_2S ; X_{C_1} — содержание метана в нефти; T — температура пласта; $M_{\text{C}_{7+}}$ — молекулярная масса компонентов нефти C_{7+} ; $Y_{\text{C}_{2+}}$ — содержание C_{2+} в закачиваемом газе; $M_{\text{C}_{2+}}$ — молярный вес C_{2+} в закачиваемом газе.

В качестве уравнения состояния использованы два наиболее распространенных: уравнение Пенга — Робинсона и Соаве — Редлиха — Квонга, настроенные на результаты рутинных исследований пластовой нефти.

Результаты оценки МДС разошлись в широком диапазоне (рис. 1): согласно уравнению корреляции, МДС составил 34 МПа, по данным уравнения состояния (рис. 1, уравнение состояния 1, 2), в зависимости от варианта настройки — от 41,4 до 44,1 МПа.

Значительные отклонения в оценках МДС с использованием уравнения состояния связаны с различным объемом данных для настройки. Использование только данных стандартных исследований глубинных проб в зависимости от типа уравнения состояния и регрессионных параметров показало величину МДС в диапазоне 41,4–44,1 МПа. Следующие этапы уточнения величины МДС были выполнены благодаря адаптации уравнения состояния

Табл. 2. Свойства нефти и закачиваемого попутного нефтяного газа

Tab. 2. Properties of oil and injected APG

Параметры	Значения
$X_{\text{C}_{2-\text{C}_6}}$, %, моль	25,89
X_{C_1} , %, моль	39,18
T , °C	19
$M_{\text{C}_{7+}}$, г/моль	210,6
$Y_{\text{C}_{2+}}$, %, моль	21
$M_{\text{C}_{2+}}$, г/моль	43,48

на результаты эксперимента Swelling Test (38,7 МПа) (рис. 1 уравнение состояния 3) и совместной адаптации как на данные Swelling Test, так и на Slim Tube (36,4 МПа).

Исходя из возможных сценариев, первая точка давления выбрана в максимальной зоне неопределенности 30 МПа, развитие эксперимента описано для двух сценариев: №1 — оптимистичный и №2 — пессимистичный.

Результаты экспериментов

Первый эксперимент по вытеснению пластовой нефти с использованием ПНГ при давлении 30 МПа показал высокую эффективность, КИН составил 0,81 д.ед. и подтвердил оптимистичный сценарий. Далее выполнена оценка на низком давлении, близком к начальному пластовому (17 МПа), КИН составил 0,6 д.ед. И, наконец, третий тест при давлении 40 МПа позволил достигнуть КИН смешивающегося вытеснения 0,95 д.ед. Таким образом, с использованием минимального количества экспериментов были получены данные для определения МДС (табл. 3).

Исследования [4, 5, 8] показали, что скорость вытеснения не влияет на значение МДС, однако вытеснение с меньшей скоростью позволяет достигнуть большего коэффициента извлечения для режимов несмешивающегося вытеснения. Для оценки вклада диффузионной составляющей в четвертом эксперименте вытеснение выполнено при скорости в два раза меньше, чем в эксперименте №2. Как показал эксперимент, эффективность вытеснения при меньшей скорости не увеличилась,

Табл. 1. Компонентный состав нефти и закачиваемого газа
Tab. 1. Composition of oil and injected gas

Компоненты	Состав нефти, %, моль	Газ вытеснения, %, моль		
		Номер эксперимента		
		1–4	5	6
CO_2	0,00	-	-	100,00
C_1	39,18	79,01	100,00	-
C_2	7,62	6,34	-	-
C_3	9,11	8,91	-	-
C_4	5,11	5,45	-	-
C_5 – C_6	4,05	0,29	-	-
C_7 – C_{17}	19,54	-	-	-
C_{18} – C_{30}	8,44	-	-	-
C_{31} – C_{80}	6,32	-	-	-

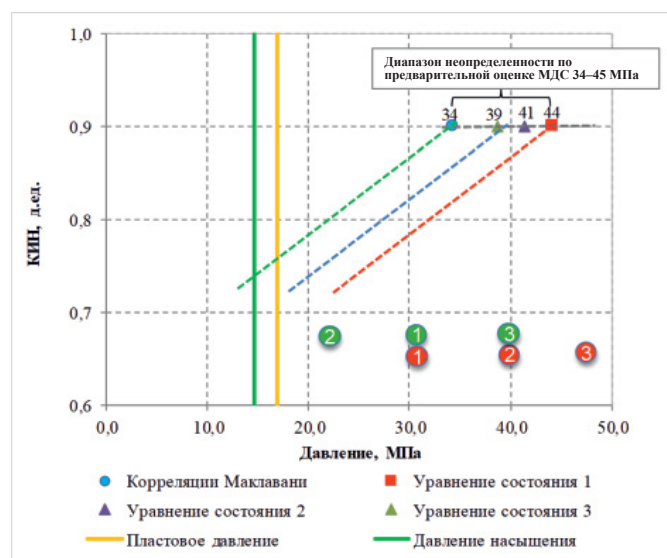


Рис. 1. Планирование режимов вытеснения в тонкой трубке для определения МДС с учетом диапазона неопределенности
Fig. 1. Planning displacement conditions in a slim tube to determine the MMP, taking into account the uncertainty range

коэффициент вытеснения составил 0,6. Кроме того, в четвертом эксперименте дополнительно увеличили объем прокачки, вплоть до 1,6 PV. Больший объем прокачки привел к приросту коэффициента вытеснения на 4 % при замедлении темпа прироста извлечения нефти.

Для оценки влияния состава ПНГ на эффективность вытеснения в тонкой трубке выполнен эксперимент №5, в котором при начальном пластовом давлении в качестве газа вытеснения использован метан. Сравнение результатов эксперимента №2 и 5 показывает значительный вклад наличия компонентов C_2-C_4 в составе закачиваемого газа на коэффициент вытеснения, использование «чистого» метана приводит к быстрому прорыву газа и снижению коэффициента в два раза относительно использования ПНГ с содержанием C_2-C_4 21 моль, % (табл. 3).

Одним из эффективных газов для достижения смешивающегося вытеснения является CO_2 . В эксперименте №6 при вытеснении нефти CO_2 коэффициент вытеснения составил 0,95, подтвердив высокий потенциал CO_2 как агента для повышения нефтеотдачи (табл. 3).

Оценка минимального давления смесимости

Для определения МДС построен график зависимости КИН (1,2 PV) от давления, при котором выполнен эксперимент. Аппроксимация значений коэффициента извлечения до 0,9 показала значение МДС — 34,5 МПа (рис. 2). Полученные значения МДС близки к оценке с использованием уравнения корреляции Маклаване.

Значительная разница между МДС и начальным пластовым давлением показывает, что в пласте при реализации закачки ПНГ смешивающийся режим не может быть достигнут без повышения давления или обогащения газа жирными компонентами.

Оценка минимального уровня обогащения

Для оценки степени обогащения закачиваемого газа компонентами C_2-C_4 построен график зависимости коэффициента вытеснения при первоначальном пластовом давлении от доли C_2-C_4 в закачиваемом газе (рис. 3).

Линейная аппроксимация коэффициента вытеснения до уровня 0,9 показывает, что минимальная степень обогащения составляет 45 % моль средними компонентами C_2-C_4 . Полученные практические результаты подтвердили ранее выполненные теоретические

Табл. 3. Результаты вытеснения в тонкой трубке модельной нефти Северо-Даниловского месторождения, пласт Б5

Tab. 3. Slim tube test using oil model from the Severo-Danilovskoye field, B5 reservoir

№ эксперимента	Пластовое давление, МПа	Газ вытеснения	Расход газа, см ³ /час	КИН (1,2 PV), д. ед.
1	30	C_2-C_4 — 21 %, моль	6	0,81
2	17	C_2-C_4 — 21 %, моль	6	0,60
3	40	C_2-C_4 — 21 %, моль	6	0,95
4	17	C_2-C_4 — 21 %, моль	3	0,59
5	17	C_1 — 100 %, моль	6	0,31
6	17	CO_2 — 100 %, моль	6	0,95

исследования с использованием уравнения состояния [9] и создают основу для планирования применения газового воздействия в режиме высокoeffективного смешивающегося вытеснения.

Итоги

Полученные результаты позволяют сделать выводы о режимах вытеснения при использовании ПНГ, оценить степень влияния обогащения на эффективность процесса, а также принять во внимание перспективность использования CO_2 в качестве агента для повышения нефтеотдачи пластов. Динамические и накопленные показатели создают основу для настройки уравнения состояния и прогноза эффективности газового воздействия в широком диапазоне изменения пластового давления и компонентного состояния.

Выводы

- Предварительная оценка минимального давления смесимости с использованием различных подходов (корреляция, уравнение состояния) и при наличии разного объема экспериментальных данных (наличие информации о стандартных и специальных лабораторных исследованиях) показала значительную неопределенность ключевых параметров: диапазон неопределенности составил от 34 до 44 МПа.
- Дизайн эксперимента по вытеснению в тонкой трубке позволил оптимизировать количество тестов и решить поставленную задачу определения МДС.
- Выполнена оценка эффективности смесимости нефти пласта Б5 Северо-Даниловского месторождения, в ходе

которой установлено, что минимальное давление смесимости при использовании ПНГ (C_2-C_4 %, моль) составляет 36,5 МПа.

- Минимальный уровень обогащения ПНГ для достижения смесимости при первоначальном пластовом давлении составляет 45 % C_2-C_4 моль, %.
- Отмечено значительное влияние «жирности газа» на эффективность вытеснения: так, снижение доли метана с 100 до 78 % позволило увеличить коэффициент вытеснения с 30 до 60 %.
- Применение CO_2 показало высокую эффективность с достижением коэффициента вытеснения 95 % при первоначальном пластовом давлении 17 МПа.
- Сопоставительный анализ лабораторных результатов с корреляционными оценками показал высокую точность оценки МДС с ПНГ при использовании уравнения Маклаване.

Литература

- Danesh A. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluid. Marine and Petroleum Geology, 1998, P. 558–559. (In Eng).
- Полищук А.М., Хлебников В.Н., Губанов В.Б. Использование слим-моделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами. Часть 1. Методология эксперимента // Нефтепромысловое дело. 2014. № 5. С. 19–24.
- Петраков А.М., Егоров Ю.А., Ненартович Т.Л., Старковский В.А. Методические особенности проведения экспериментальных исследований

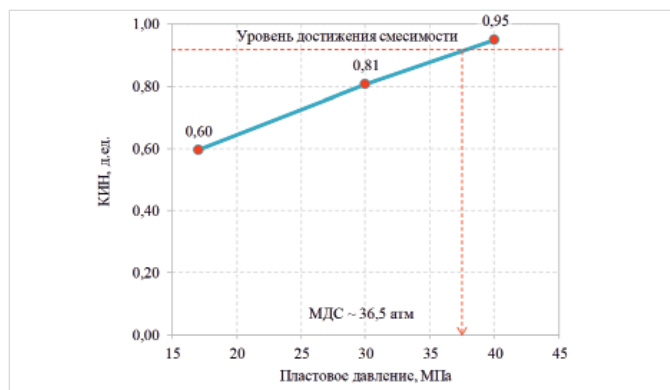


Рис. 2. Оценка минимального давления смесимости для ПНГ (C_1-C_2 — 21 моль, %)

Fig. 2. Estimation of the minimum miscibility pressure for APG (C_1-C_2 — 21 mol, %)

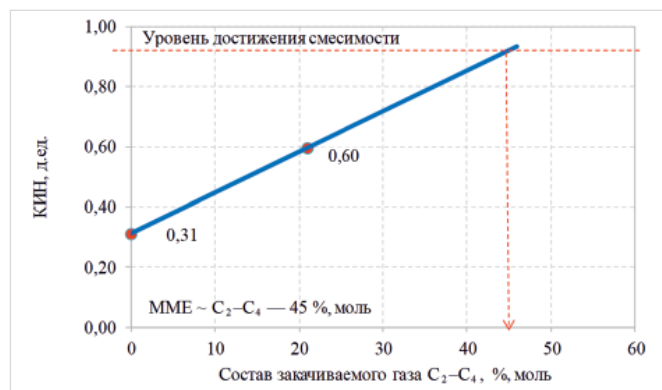


Рис. 3. Оценка минимального уровня обогащения закачиваемого газа компонентами C_2-C_4 при вытеснении нефти из тонкой трубки при первоначальном пластовом давлении 17 МПа

Fig. 3. Estimation of the minimum injected gas enrichment with C_2-C_4 components when oil is displaced from a slim tube at the initial reservoir pressure of 17 MPa

- по вытеснению нефти газовым и водогазовым воздействием // Нефтяное хозяйство. 2016. № 2. С. 60–63.
4. Flock D.L., Nouar A. Parametric analysis on the determination of the minimum miscibility pressure in slim tube displacements. *Journal of Canadian petroleum technology*, 1984, Vol. 23, issue 5, P. 80–88. (In Eng).
 5. Randall T.E., Bennion D.B. Recent developments in slim tube testing for hydrocarbon-miscible flood (HCMF) solvent design. *Journal of Canadian petroleum technology*, 1988, Vol. 27, issue 6. (In Eng).
 6. Кобяшев А.В., Федоров К.М., Захаренко В.А., Грачева С.К. Валидация корреляционных зависимостей для определения минимального давления смесимости газа с пластовой нефтью // Известия ВУЗов. Нефть и Газ. 2020. № 1. С. 53–60.
 7. Захаренко В.А., Кобяшев А.В., Федоров К.М., Дадакин Н.М., Ломпик В.А., Долгов И.А. Прогноз минимального давления смесимости на основе уравнений корреляции и определение оптимального компонентного состава для достижения смешивающегося вытеснения в геологических условиях Западной и Восточной Сибири // Нефтепромысловое дело. 2019. № 11. С. 62–68.
 8. Ekundayo J.M., Ghedan S.G. Minimum miscibility pressure measurement with Slim tube apparatus – how unique is the value? *SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE, 2013, September 16–18, SPE-165966-MS. (In Eng).
 9. Федоров К.М., Поспелова Т.А., Кобяшев А.В., Васильев А.С., Захаренко В.А., Ломпик В.А., Долгов И.А. Проектирование смешивающегося водогазового воздействия с учетом обогащения газа на промысле // Газовая промышленность. 2019. № 12. С. 46–52.

ENGLISH

Results

The results of the study allowed us to conclude on APG displacement conditions, to evaluate the effect of enrichment on the process performance, and also to consider the prospects of using CO₂ as an EOR agent. The dynamic and cumulative indicators form the basis for setting up the equation of state and estimating the gas stimulation performance in a wide range of changes in reservoir pressure and component composition.

Conclusions

- A preliminary assessment of the minimum miscibility pressure using various approaches (correlation, equation of state) and with varying amounts of experimental data (availability of data on standard and special laboratory studies) showed significant uncertainty in key parameters: the uncertainty range was from 34 to 44 MPa.

- The slim tube test design allowed to optimize the number of tests and define the MMP.
- The miscibility of B5 oil from the Severo-Danilovskoye Field was evaluated, and the minimum miscibility pressure when using APG (C₂–C₄ mol %) was found to be 36,5 MPa.
- The minimum level of APG enrichment to achieve miscibility at the initial reservoir pressure is 45 % C₂–C₄ mol %.
- A significant effect of gas enrichment on the displacement efficiency was noted: for example, a decrease in the proportion of methane from 100 to 78 % allowed to increase the displacement efficiency from 30 to 60 %.
- The use of CO₂ demonstrated the achievement of a displacement efficiency of 95 % at an initial reservoir pressure of 17 MPa.
- A comparative analysis of the laboratory and the estimated results showed a high accuracy of the MMP with the use of APG estimated by the Maklavani equation.

References

1. Danesh A. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluid. *Marine and Petroleum Geology*, 1998, P. 558–559. (In Eng).
2. Polischuk A.M., Khlebnikov V.N., Gubanov V.B. Usage of a formation slim tubes for physical modeling of oil displacement processes by miscible agents. Part 1. methodology of the experiment. *Oil field engineering*, 2014, issue 5, P. 19–24. (In Russ).
3. Petrakov A.M., Egorov Yu.A., Lebedev I.A., Nenartovich T.L., Starkovskiy V.A. Gas and WAG methods for oil recovery methodological principals of the laboratory study. *Oil industry*, 2016, issue 2, P. 60–64. (In Russ).
4. Flock D.L., Nouar A. Parametric analysis on the determination of the minimum miscibility pressure in slim tube displacements. *Journal of Canadian petroleum technology*, 1984, Vol. 23, issue 5, P. 80–88. (In Eng).
5. Randall T.E., Bennion D.B. Recent developments in slim tube testing for hydrocarbon-miscible flood (HCMF) solvent design. *Journal of Canadian petroleum technology*, 1988, Vol. 27, issue 6. (In Eng).
6. Kobayashv A.V., Fedorov K.M., Zakharenko V.A., Gracheva S.K. Correlation dependencies validation for minimum miscibility pressure of gas and reservoir oil determination. *Oil and Gas Studies*, 2020, issue 1, P. 53–60. (In Russ).
7. Zakharenko V.A., Kobayashv A.V., Fedorov K.M., Dadakin N.M., Lompik V.A., Dolgov I.A. A forecast of the minimum mixture pressure based on the correlations equations and determination of the optimal component composition for achievement of mixing displacement in the geological conditions of the fields in the Western and Eastern Siberia, 2019, issue 11, P. 62–68. (In Russ).
8. Ekundayo J.M., Ghedan S.G. Minimum miscibility pressure measurement with Slim tube apparatus – how unique is the value? *SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE, 2013, September 16–18, SPE-165966-MS. (In Eng).
9. Fedorov K.M., Pospelova T.A., Kobayashv A.V., Vasilyev A.S., Zakharenko V.A., Lompik V.A., Dolgov I.A. Miscible water-alternating-gas design with in-field gas enrichment, *Gas Industry of Russia*, 2019, issue 12, P. 46–52. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кобяшев Александр Вячеславович, главный менеджер, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия
Для контактов: avkobyashev@tnnc.rosneft.ru

Пятков Александр Александрович, к.ф.-м.н., ведущий специалист, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия

Захаренко Владимир Александрович, главный специалист, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия

Громова Евгения Александровна, к.т.н., эксперт, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия

Долгов Игорь Анатольевич, начальник отдела, АО «Верхнеконскнефтегаз», Иркутск, Россия

Kobayashv Alexander Vyacheslavovich, general manager, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: avkobyashev@tnnc.rosneft.ru

Pyatkov Alexander Alexandrovich, ph.d. of physico-mathematical sciences, lead engineer, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Zakharenko Vladimir Alexandrovich, senior engineer, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Gromova Evgeniya Alexandrovna, ph.d., expert, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Dolgov Igor Anatolyevich, head of department, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia