

УДК 665.61.03

DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-82-93

EDN: THFMRB

Исследования растворимости газа в пластовых водах различных горизонтов

А. А. Гибадуллин, И. Е. Белошапка, Е. В. Леванова*

*Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина,
Альметьевск, Россия*

**LevanovaEvgeniyaV@tatnipi.ru*

Аннотация. В статье представлен анализ влияния газа на свойства пластовой воды различных горизонтов нефтяных месторождений Республики Татарстан. Исследования проводились как на исходной пробе пластовой воды, так и подготовленной пробе воды с использованием газа-агента. В качестве методов исследования применялись PVT-исследования. Для анализа использовались глубинные пробы пластового флюида, отобранные из водоносных горизонтов А¹ девонской системы и горизонта В каменноугольной системы.

В результате экспериментов для исследуемых объектов было установлено, что газ-агент обладает достаточно высокой растворимостью в пластовой воде, которая будет расти с увеличением пластового давления до определенных пределов. Кроме того, был подтвержден тот факт, что растворимость газа-агента в пластовой воде будет зависеть в том числе от ее минерализации.

Ключевые слова: пластовая вода, исходная проба, рекомбинированная проба, давление насыщения воды газом, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость

Для цитирования: Гибадуллин, А. А. Исследования растворимости газа в пластовых водах различных горизонтов / А. А. Гибадуллин, И. Е. Белошапка, Е. В. Леванова.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-3-82-93 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 3. – С. 82–93. EDN: THFMRB

Study of gas solubility in reservoir water from different horizons

Azat A. Gibadullin, Ivan E. Beloshapka, Evgeniya V. Levanova*

*Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almet'yevsk,
Russia*

**LevanovaEvgeniyaV@tatnipi.ru*

Abstract. This paper analyzes the impact of gas on the properties of reservoir water from various reservoir horizons in oil fields in the Republic of Tatarstan. The study utilized both original reservoir water samples and treated water samples that were prepared with a gas agent. Authors employed pressure-volume-temperature (PVT) analysis methods throughout the research. Authors

collected subsurface samples of reservoir fluid from the water-bearing horizon A1 of the Devonian system and horizon B of the Carboniferous system.

The experimental results showed that the gas agent has a relatively high solubility in the reservoir water, which increases with reservoir pressure until a certain limit is reached. Additionally, it was confirmed that the solubility of the gas agent in reservoir water is also affected by the salinity of the water.

Key words: reservoir water, original sample, recombined sample, gas saturation pressure, gas content, formation volume factor, density, viscosity

For citation: Gibadullin, A. A., Beloshapka, I. E., & Levanova, E. V. (2025). Study of gas solubility in reservoir water from different horizons. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 82-93. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-3-82-93

Введение

Одной из главных задач на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений является сохранение свойств флюидов и самого коллектора. Особенно сложно решить эту задачу из-за применения при разработке нефтяного месторождения на поздней стадии внушительного количества различных технологий, в том числе технологий поддержания пластового давления. Закачиваемые в пласт различные агенты в той или иной степени изменяют свойства флюидов, и поэтому необходим анализ взаимодействия закачиваемого агента и самого флюида, находящегося в пласте.

Авторы проанализировали, как один из агентов, закачиваемый в пласт с целью улучшения экологического баланса в окружающей среде, взаимодействует со свойствами пластовой воды некоторых горизонтов нефтяного месторождения.

Объект и методы исследования

Исследования проводились на PVT-установках в соответствии с существующей методикой и принятой схемой проведения аналогичных экспериментальных исследований [1–6].

Для экспериментальных исследований с целью определения растворимости газа-агента (двуокиси углерода) в пластовой воде лаборатории были предоставлены глубинные пробы пластового флюида, отобранные из водоносных горизонта A¹ девонской системы (скв. 1) и горизонта В (здесь и далее геологические объекты обозначены условными индексами, а величины определяемых параметров приведены в условных единицах) каменноугольной системы (скв. 2).

Принята следующая схема проведения исследований:

- исследование PVT-характеристик пластовых вод до воздействия газа-агента (исходные пробы);
- приготовление рекомбинированных проб на основе пластовых вод из глубинных пробоотборников и газа-агента при трех значениях

давления: от начального пластового до 4 МПа при постоянной пластовой температуре исследуемого геологического объекта (горизонта);

- исследование PVT-характеристик приготовленных рекомбинированных проб;
- сопоставление PVT-характеристик исходных проб пластовой воды до взаимодействия с газом-агентом с рекомбинированными пробами и анализ влияния давления рекомбинации на растворяющую способность пластовых вод.

Для исходных глубинных проб пластовой воды и полученных на их основе при различных давлениях экспериментов рекомбинированных проб выполнялись на PVT-установке следующие исследования:

- исследования PV-соотношений при пластовой температуре для определения давления насыщения воды газом-агентом и коэффициента сжимаемости;
- определение вязкости при термобарических условиях исследуемого пласта и экспериментов;
- определение плотности при термобарических условиях исследуемого пласта и экспериментов;
- стандартная сепарация (однократное разгазирование) для определения газосодержания, объемного коэффициента, усадки, компонентного состава выделившегося газа.

Для дегазированной воды определялись показатели:

- плотность при стандартных условиях;
- кинематическая вязкость при стандартных условиях с последующим расчетом динамической вязкости.

Термобарические условия для приготовления рекомбинированных смесей на основе пластовых вод скв. 1 и 2 приведены в таблице 1.

Таблица 1

Термобарические условия для приготовления рекомбинированных смесей

Параметр	Значение параметра					
Номер скважины	1			2		
Горизонт	А			В		
Номер пробы	1/1	2/1	3/1	1/2	2/2	3/2
Давление рекомбинации, МПа	17,5	10,0	4,0	11,2	7,0	4,0
Температура, °С	35			22		

Изменения физических параметров пластовой воды из скв. 1 (горизонт А) до воздействия (исходная проба) и после воздействия газа-агента (рекомбинированные пробы), рекомбинированных при различных давлениях и постоянной пластовой температуре, приведены в таблице 2. Пара-

метры исходной пробы представляют собой средние значения результатов испытаний трех глубинных проб и приведены в виде условных единиц, для рекомбинированных проб — в виде коэффициента от величины параметра для исходной пробы.

Таблица 2

Изменение физических параметров пластовой воды горизонта А, насыщенной газом-агентом при различных давлениях рекомбинации

Параметр	Значение параметра			
Проба	Исходная	Рекомбинированная		
Температура пласта, °С	35	35	35	35
Давление пластовое/рекомбинации (изб.), МПа	17,5	17,5	10,0	4,0
Давление насыщения воды газом (абс.), МПа	$1p_{сА}$	$4,75p_{сА}$	$4,06p_{сА}$	$2,13p_{сА}$
Коэффициент сжимаемости, МПа ⁻¹	$1z_A$	$1,0952z_A$	$1,0238z_A$	$0,9286z_A$
Объемный коэффициент, доли ед.	$1b_A$	$1,0750b_A$	$1,0708b_A$	$1,0526b_A$
Газосодержание:				
– м ³ /т	$1G_{mA}$	$21,10G_{mA}$	$19,28G_{mA}$	$9,49G_{mA}$
– м ³ /м ³	$1G_{vA}$	$21,09G_{vA}$	$19,26G_{vA}$	$9,46G_{vA}$
Плотность воды при термобарических условиях эксперимента, кг/м ³	$1\rho_{нлА}$	$0,952\rho_{нлА}$	$0,953\rho_{нлА}$	$0,955\rho_{нлА}$
Вязкость воды при термобарических условиях эксперимента, мПа·с	$1\mu_{нлА}$	$0,604\mu_{нлА}$	$0,620\mu_{нлА}$	$0,702\mu_{нлА}$
Плотность дегазированной воды при 20 °С, кг/м ³	$1\rho_{20А}$	$0,997\rho_{20А}$	$0,997\rho_{20А}$	$0,995\rho_{20А}$
Кинематическая вязкость дегазированной воды при 20 °С, мм ² /с	$1\eta_{20А}$	$1,026\eta_{20А}$	$1,026\eta_{20А}$	$1,019\eta_{20А}$
Динамическая вязкость дегазированной воды при 20 °С, мПа·с	$1\mu_{20А}$	$1,022\mu_{20А}$	$1,022\mu_{20А}$	$1,011\mu_{20А}$

Результаты

Исходя из проведенных экспериментов (табл. 2) установлено, что в рекомбинированных пробах с увеличением давления рекомбинирования наблюдается рост давлений насыщения воды газом (рис. 1), газосодержания (рис. 2) и объемного коэффициента (рис. 3) — эти параметры значительно превышают аналогичные параметры исходной пробы пластовой воды из горизонта А.

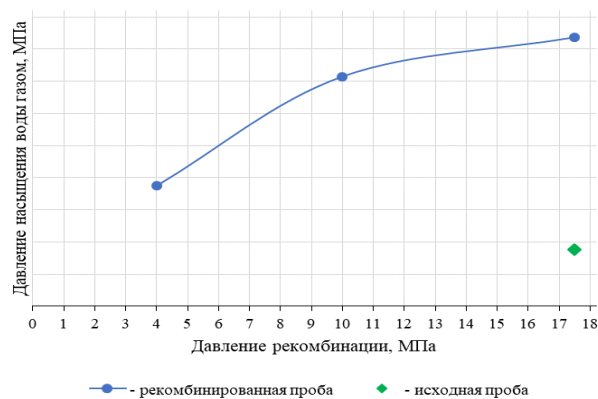


Рис. 1. Изменение давлений насыщения воды газом исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта А

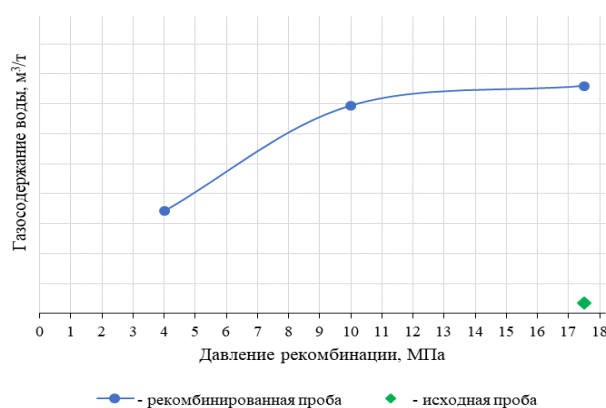


Рис. 2. Изменение газосодержания исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта А

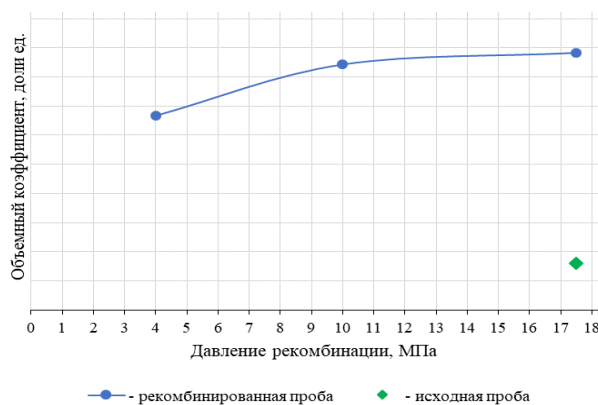


Рис. 3. Изменение объемных коэффициентов исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта А

Плотность и вязкость пластовой воды горизонта А (рис. 4, 5) при термобарических условиях экспериментов (температура 35 °С и давление, соответствующее давлению рекомбинации) снижаются с увеличением давления рекомбинации. При одинаковых термобарических условиях плотность исходной пробы превышает плотность рекомбинированной в 1,051 раза, а вязкость — в 1,655.

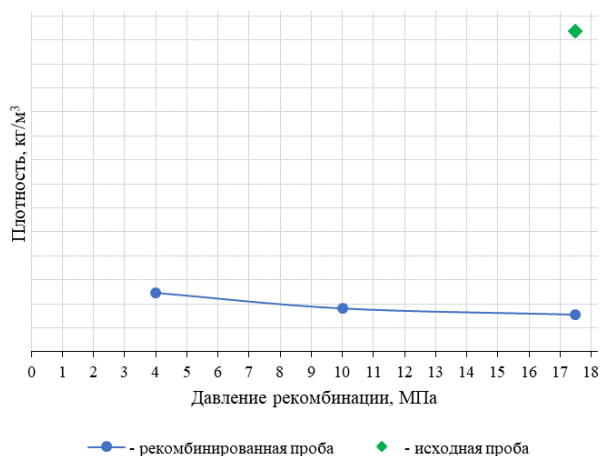


Рис. 4. Изменение плотности в пластовых условиях исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта А

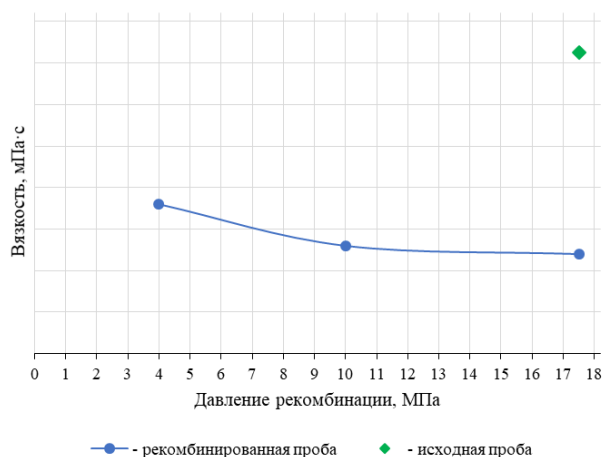


Рис. 5. Изменение вязкости в пластовых условиях исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта А

Изменения физических параметров пластовой воды из скв. 2 (горизонт В) до воздействия (исходная проба) и после воздействия газа-агента (рекомбинированные пробы) приведены в таблице 3.

Таблица 3

Изменение физических параметров пластовой воды из горизонта В, насыщенной газом-агентом при различных давлениях рекомбинации

Параметр	Значение параметра			
Проба	Исходная	Рекомбинированные		
Температура пласта, °С	22	22	22	22
Давление пластовое/рекомбинации (изб.), МПа	11,2	11,2	7,0	4,0
Давление насыщения воды газом (абс.), МПа	p_{sB}	$3,66p_{sB}$	$2,34p_{sB}$	$1,92p_{sB}$
Коэффициент сжимаемости, МПа ⁻¹	$1z_B$	$1,01z_B$	$0,80z_B$	$0,66z_B$
Объемный коэффициент, доли ед.	$1b_B$	$1,060b_B$	$1,029b_B$	$1,009b_B$
Газосодержание: – м ³ /т – м ³ /м ³	$1G_{mB}$ $1G_{vB}$	$37,7G_{mB}$ $36,6G_{vB}$	$17,1G_{mB}$ $16,7G_{vB}$	$10,8G_{mB}$ $10,5G_{vB}$
Плотность воды при термобарических условиях эксперимента, кг/м ³	$1\rho_B$	$0,97\rho_B$	$0,97\rho_B$	$0,98\rho_B$
Вязкость воды при термобарических условиях эксперимента, мПа·с	$1\mu_B$	$0,597\mu_B$	$0,613\mu_B$	$0,641\mu_B$
Плотность дегазированной воды при 20 °С, кг/м ³	$1\rho_{20B}$	$0,97\rho_{20B}$	$0,98\rho_{20B}$	$0,98\rho_{20B}$
Кинематическая вязкость дегазированной воды при 20 °С, мм ² /с	$1\nu_{20B}$	$0,95\eta_{20B}$	$0,95\eta_{20B}$	$0,91\eta_{20B}$
Динамическая вязкость дегазированной воды при 20 °С, мПа·с	$1\mu_{20B}$	$0,93\mu_{20B}$	$0,93\mu_{20B}$	$0,89\mu_{20B}$

Проведенные эксперименты для пластовой воды из горизонта В (табл. 3) также показали рост для рекомбинированных проб, давлений насыщения воды газом (рис. 6), газосодержания (рис. 7) и объемного коэффициента (рис. 8) — эти параметры значительно превышают аналогичные параметры исходной пробы пластовой воды из горизонта В.

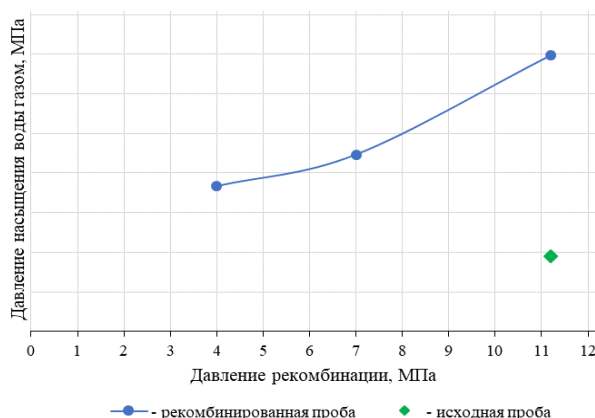


Рис. 6. Изменение давлений насыщения воды газом исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта В

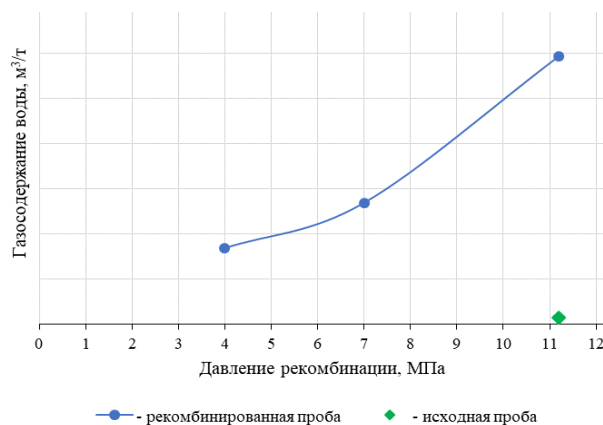


Рис. 7. Изменение газосодержания исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта В

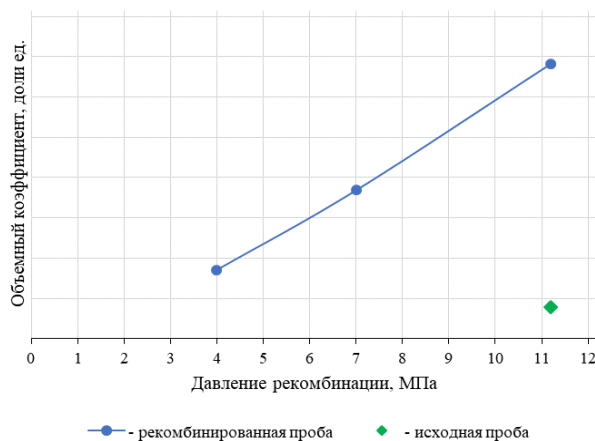


Рис. 8. Изменение объемных коэффициентов исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта В

Плотность и вязкость пластовой воды горизонта В (рис. 9, 10) при термобарических условиях экспериментов (температура 22 °С и давление, соответствующее давлению рекомбинации) снижаются с увеличением давления рекомбинации. При одинаковых термобарических условиях плотность исходной пробы превышает плотность рекомбинированной пробы в 1,031 раз, а вязкость — в 1,676.

Снижение плотности и вязкости рекомбинированных проб в сравнении с исходными пробами пластовых вод исследуемых горизонтов при одинаковых термобарических условиях обусловлено взаимным влиянием растворенного газа как фактора снижающего и наличия высокого давления как фактора, увеличивающего плотность и вязкость пластового флюида.

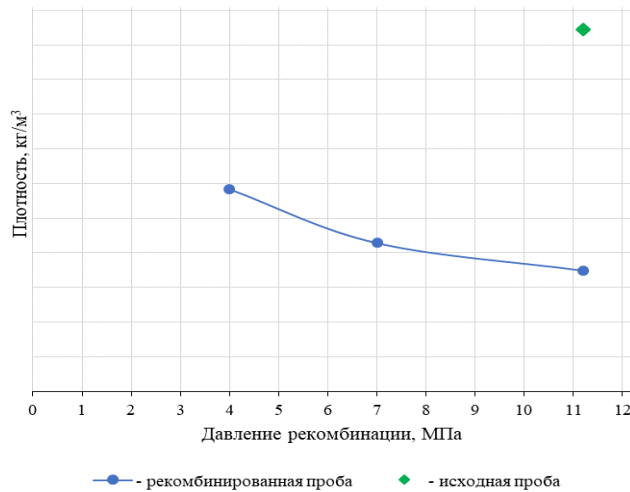


Рис. 9. Изменение плотности в пластовых условиях исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта В

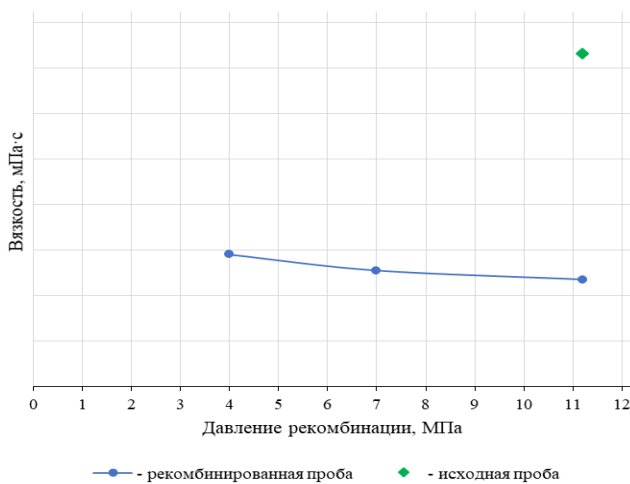


Рис. 10. Изменение вязкости в пластовых условиях исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из горизонта В

По результатам теста стандартной сепарации определены компонентные составы выделившегося газа, его молярная масса и плотность.

Молярная доля газа-агента в компонентных составах выделившегося газа исходной и рекомбинированных проб пластовой воды скв. 1 и 2, насыщенных газом-агентом при различных давлениях рекомбинации, приведена в таблице 4.

Таблица 4

Доля газа-агента в компонентных составах выделившегося газа исходной и рекомбинированных проб пластовой воды из скв. 1 и 2

Исследуемый объект	Давление пластовое / рекомбинации, МПа	Молярная доля газа-агента, %
Скважина 1 (горизонт А)		
Исходная проба пластовой воды	17,5	15,882
Рекомбинированные пробы пластовой воды	17,5	96,327
	10,0	95,654
	4,0	94,689
Скважина 2 (горизонт В)		
Исходная проба пластовой воды	11,2	53,996
Рекомбинированные пробы пластовой воды	11,2	98,241
	7,0	97,029
	4,0	96,254

Доля газа-агента в составе выделившегося газа проб пластовой воды из горизонта А увеличивается с увеличением давления рекомбинирования от 94,689 % (мольные доли) при давлении 4 МПа до 96,327 % (молярные доли) при давлении 17,5 МПа. Доля газа-агента в составе выделившегося газа исходной пробы составила 15,882 % (молярные доли).

Аналогично распределение газа-агента в составе выделившегося газа проб пластовой воды горизонта В увеличивается с увеличением давления рекомбинирования от 96,254 % (мольные доли) при давлении 4 МПа до 98,241 % (молярные доли) при давлении 11,2 МПа. Доля газа-агента в составе выделившегося газа исходной пробы составила 53,996 % (молярные доли).

Обсуждение

В результате проведенных PVT-исследований исходных проб пластовой воды из скв. 1 (горизонт А) и скв. 2 (горизонт В) и рекомбинированных проб пластовых вод, насыщенных газом-агентом при различных давлениях рекомбинации, установлено, что газ-агент обладает достаточно высокой растворимостью в пластовой воде, которая будет расти с увеличением пластового давления до определенных пределов.

Следует учитывать, что растворимость газа-агента в пластовой воде будет зависеть в том числе от ее минерализации: чем выше этот показатель, тем ниже растворяющая способность воды. Для пластовой воды горизонта А газосодержание рекомбинированной пробы при давлении 17,5 МПа превысило газосодержание исходной пробы в 21,1 раза при ми-

нерализации пластовой воды 1М (г/л). Для пластовой воды горизонта В газосодержание рекомбинированной пробы при давлении 11,2 МПа превысило газосодержание исходной пробы в 37,7 раза при минерализации пластовой воды 0,85М (г/л).

Выводы

1. В силу меньшей минерализации растворимость газа-агента в воде горизонта В будет выше, чем растворимость газа-агента в воде горизонта А.
2. Влияние минерализации на растворимость газа-агента более существенно, чем влияние давления на этот же показатель.

Список источников

1. Мамуна, В. Н. Экспериментальное исследование пластовых нефтей / В. Н. Мамуна, Г. Ф. Требин, Б. В. Ульянинский. – Москва : ГОСИНТИ, 1960. – 143 с. – Текст : непосредственный.
2. Мусин, К. М. Уточнение фазовых состояний углеводородных флюидов Иргизского месторождения / К. М. Мусин, А. А. Гибадуллин, Л. А. Вильданова. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – Москва : ВНИИОЭНГ, 2009. – С. 7–15.
3. Уточнение первоначальной классификации углеводородного флюида пласта Т2 турнейского яруса Северо-Елтышевского месторождения / А. А. Гибадуллин, Л. А. Вильданова, К. М. Мусин, И. Р. Фаткуллин. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – Москва : ВНИИОЭНГ, 2010. – Вып. 78. – С. 47–51.
4. Анализ достоверности результатов исследований свойств моделей пластовой нефти на основе рекомбинированных проб / А. А. Гибадуллин, В. И. Кадкин, Н. В. Григорьев, К. М. Мусин. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – Казань : Центр инновационных технологий, 2013. – Вып. 81. – С. 65–75.
5. Влияние газовых методов увеличения нефтеизвлечения на изменение свойств пластовой нефти / И. Е. Белошапка, О. С. Сотников, А. А. Гибадуллин [и др.]. – Текст : непосредственный // Современные вызовы и пути решения приоритетных задач по воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородов : материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 26–27 авг. 2024 г. – Казань : Астор и Я, 2024. – С. 194–197.
6. Белошапка, И. Е. Особенности различных типов установок для проведения PVT-исследований пластовых флюидов / И. Е. Белошапка, Е. В. Леванова, А. В. Федоров. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – Набережные Челны : Экспозиция Нефть Газ, 2024. – Вып. 92. – С. 70–82.

References

1. Mamuna, V. N., Trebin, G. F., & Ulyaninski, B. V. (1960). Eksperimental'noe issledovanie plastovykh neftej. Moscow, GOSINTI Publ., 145 p. (In Russian).

2. Musin, K. M., Gibadullin, A. A., & Vildanova, L. A. (2009). Utochnenie fazovykh sostoyanij uglevodorodnykh flyuidov Irgizskogo mestorozhdeniya. Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft. Moscow, VNIIOENG Publ., pp. 7-15. (In Russian).
3. Gibadullin, A. A., Vildanova, L. A., Musin, K. M., & Fatkullin, I. R. (2010). Utochnenie pervonachal'noj klassifikatsii uglevodorodnogo flyuida plasta T2 turnejskogo yarusa Severo-El'tyshevskogo mestorozhdeniya. Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft. Moscow, VNIIOENG Publ., (78), pp. 47-51. (In Russian).
4. Gibadullin, A. A., Kadkin, V. I., Grigorev, N. V., & Musin, K. M. (2013). Analiz dostovernosti rezul'tatov issledovanij svojstv modelej plastovoj nefti na osnove rekombinirovannykh prob. Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft. Kazan, Centr innovatsionnykh tekhnologij Publ., (81), pp. 65-75. (In Russian).
5. Beloshapka, I. E., Sotnikov, O. S., Gibadullin, A. A., Levanova, E. V. & Kadkin, V. I. (2024). Effect of gas-based eor methods on crude oil properties Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferenciya «Sovremennye vyzovy i puti resheniya prioritnykh zadach po vosproizvodstvu mineral'no-syr'evoy bazy uglevodorodov». Kazan, Astor I Ya Publ., pp. 194-197. (In Russian).
6. Beloshapka, I. E., Levanova, E. V., & Fedorov, A. V. (2024). Osobennosti razlichnykh tipov ustanovok dlya provedeniya PVT-issledovanij plastovykh flyuidov. Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft, (92). Naberezhnye Chelny, OOO Ekspozitsiya Neft' Gaz, pp. 70-82. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Гибадуллин Азат Анасович,
заведующий сектором отдела исследования скважин, коллекторов и углеводородов (ИСКУ) института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск

Белощапка Иван Евгеньевич,
кандидат технических наук, заведующий лабораторией отдела ИСКУ института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск

Леванова Евгения Васильевна
кандидат технических наук, доцент, старший научный сотрудник отдела ИСКУ института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, г. Альметьевск

Azat A. Gibadullin, Head of Sector of the Well, Reservoir and Hydrocarbon Research Department (WRC&H) of Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almeteyevsk

Ivan E. Beloshapka, Candidate of Engineering, Head of Oil and Gas Resources and Properties Research Laboratory, Formation Evaluation and Well Test Department, Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almeteyevsk

Evgeniya V. Levanova, Candidate of Engineering, Senior Research, Oil and Gas Resources and Properties Research Laboratory, Formation Evaluation and Well Test Department, Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of PJSC TATNEFT, Almeteyevsk

Статья поступила в редакцию 11.11.2024; одобрена после рецензирования 18.12.2024; принята к публикации 11.02.2025.

The article was submitted 11.11.2024; approved after reviewing 18.12.2024; accepted for publication 11.02.2025.