

# Эффективность методов увеличения КИН, основанных на межфазном массообмене

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10072

М.Ю. Данько

заместитель генерального директора по науке  
danko@togi.ru

ООО «ТИНГ», Тюмень, Россия

**В работе изучены перспективы закачки различных композиций газа для повышения рентабельности разработки месторождений легкой нефти с высоким содержанием фракций C2-C5. Показано, что наличие интенсивного межфазного массообмена существенно влияет на эффективность извлечения запасов.**

## Материалы и методы

Компьютерное моделирование пластовой углеводородной системы, термодинамическое моделирование.

## Ключевые слова

термодинамическое моделирование, жидкие углеводороды, испарение нефти, закачка газа, вытесняющий агент, смесимость

## Введение

В мире и в Российской Федерации существует большой класс месторождений нефти, характеризующихся высоким содержанием «легких» углеводородных фракций C2-C5. На первый взгляд, их разработка не должна быть проблемной. Однако положительный эффект от пониженной вязкости нивелируется повышенным газосодержанием. Выделившийся в призабойной зоне, а иногда и в объеме пласта, газ снижает подвижность в разы, что переводит месторождение в категорию проблемных [1]. Закачка воды после отработки добывающих и перевод в ППД низкодебитных скважин не решает проблему, но приводит к другой — авто-ГРП. Этот эффект был изучен в работе [2] на примере одного из месторождений в Западной Сибири. По результатам исследований можно сделать вывод, что система ППД, основанная на закачке воды, для месторождений легкой нефти может быть не эффективной, особенно при наличии длительной отработки. Основным аргументом в пользу закачки газовых композиций является состав нефти всего с 30% испаряющихся компонент. В этих условиях возможно достижение смешивающегося вытеснения и снижение остаточной нефтенасыщенности (теоретически до нуля), исчезает поверхность раздела между вытесняемой и вытесняющей фазой.

Корректное воспроизведение физико-химических процессов, происходящих при закачке газа различного состава, возможно только с применением композиционного моделирования, при котором есть учет межфазного массообмена.

## Построение композиционной модели для изучения процессов массообмена

При создании композиционной модели наиболее важным моментом является PVT-моделирование и подготовка данных по составу и свойствам пластовых флюидов. Как правило, для легких нефтей в процессе разработки давление в зоне отбора снижается ниже давления насыщения, что способствует разгазированию и потере в пробах части газа. Это приводит к ошибкам в определении свойств пластовой нефти. Это особенно опасно для месторождений с высоким газосодержанием и отсутствием газовой шапки (т.к. не ясно давление насыщения, а для залежей с газовой шапкой его можно принять равным давлению на ГНК). Занижение давления насыщения может приводить к ошибке при выборе режима разработки и потере большого количества извлекаемой нефти [2]. Для восстановления начального компонентного состава пластового флюида возможны три подхода:

1. за точку отсчета принимается компонентный состав наиболее представительной пробы с контрольными экспериментами по ней, проводится адаптация на собственные эксперименты, затем осуществляют рекомбинацию пробы;
2. усредняется компонентный состав всех представительных проб, за контрольные эксперименты принимаются значения газосодержания, объемного коэффициента, плотности и т.д. при пластовом давлении, обоснованные по характеристическим графикам;
3. проводится рекомбинация компонентного состава выбранной пробы до достижения целевого газосодержания. После проводится адаптация на утвержденные параметры.

Основываясь на практическом опыте, можно утверждать, что первый путь наиболее предпочтителен [4].

В таб. 1 приведен компонентный состав пластовой нефти, принятый для моделирования.

Эффективность процесса вытеснения нефти газом определяется составом вытесняющего флюида и нефти, температурой и давлением [5]. Максимальное вытеснение нефти обеспечивает смешивающееся вытеснение (Квыт>90%), что обеспечивается полным подавлением капиллярных сил. Для низкопроницаемых коллекторов снижение межфазного натяжения до сверхнизких значений (или нуля) способствует проникновению флюида в малые по размеру поры.

Смешивающееся вытеснение обычно подразделяют на смешивающееся вытеснение при первом контакте, когда вытесняющий флюид и нефть являются смешивающимися жидкостями, и многоконтанное, когда смесимость достигается в результате массообмена между флюидами. Для достижения многоконтанной смесимости требуется достаточно большое время и путь фильтрации

Таб. 1 — Компонентный состав нефти, используемый для моделирования  
Tab. 1 — Component composition of oil used for modeling

№ п/п	Наименование компонентов	Формула	Компонентный состав			
			В расчете на пластовую нефть в вес. %		Пластовая нефть	
			Газ свобод.	Нефть дегазир.	В вес. %	В моль, %
1	Углекислый газ	CO2	0,154	0	0,12	0,18
2	Метан	C1	14,153	0,020	10,66	45,44
3	Этан	C2	3,975	0,040	3,02	6,87
4	Пропан	C3	6,784	0,286	5,32	8,25
5	Изо-бутан	IC4	2,417	0,277	2,03	2,38
6	Бутан	NC4	3,226	0,581	2,86	3,37
7	Изо-пентан	IC5	1,212	0,870	1,57	1,48
8	Пентан	NC5	0,720	0,971	1,27	1,20
9	Изо-Гексан	IC6	0,229	1,318	1,16	0,92
10	Гексан	NC6	0,091	1,028	0,84	0,67
11	Остаток	C7+	0	94,609	71,15	29,24
Сумма				100	100	100
Молярная масса г/моль				155		68

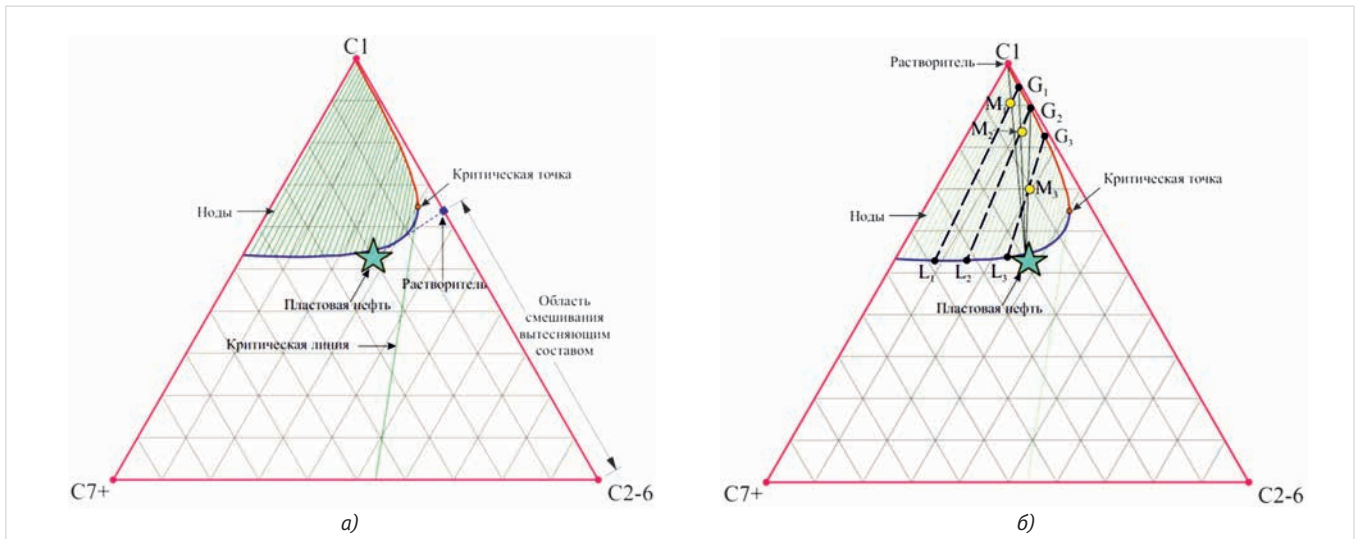


Рис. 1 — Моделирование процесса вытеснения на тернарной диаграмме для пластовой нефти изучаемого месторождения:  
 а) одноконтантное смешивание; б) вытеснение в режиме обогащающегося газа  
 Fig. 1 — Modeling the process of displacement in reservoir oil to study:  
 a) one-contact mixing; b) displacement in the enrichment gas mode

газа в нефтенасыщенной пористой среде. Если массообмен между нефтью и газовым агентом не приводит к достижению полной смешимости, то имеет место режим ограниченно-смешивающегося вытеснения нефти газом. Ограниченно-смешивающийся режим менее эффективен, чем режим полной смешимости. Если массообмен между нефтью и газом незначительно влияет на состав и свойства флюидов, то имеет место крайний случай ограниченно-смешивающегося вытеснения — несмешивающееся вытеснение нефти газом. Несмешивающийся режим вытеснения нефти газом наименее эффективен [3].

Очень удобно представлять состав системы «нефть-растворитель (газ)» в виде комбинации трех псевдокомпонентов: легкого компонента (обычно это вытесняющий агент, например, метан, жирный газ и т.п.), среднего промежуточного компонента (легкие углеводороды) и тяжелого компонента (тяжелые углеводороды нефти) [5].

Такие диаграммы были построены в программном продукте PVTi Schlumberger на модели легкой нефти изучаемого месторождения. Вид диаграмм приведен на рис. 1–2. Состав пластовой нефти переходит в критический при давлении в 370 атм. Это давление выбрано как предельное.

При закачке сухого газа в пластовую систему будет наблюдаться механизм одноконтантного смешивающего вытеснения, представленный на рис. 2. При одномерном вытеснении флюидов метаном нефть находится во внутренней части тройной диаграммы, что означает, что изначально в нефти присутствует какой-то из легких компонентов. Линия, соединяющая состав нефти и состав метана (прямолинейная траектория разбавления растворителя и нефти), не пересекает двухфазную область, т.е. их смесь будет состоять из единой фазы, которая плавно изменится по составу от исходной нефти до неразбавленного растворителя. В этом случае мы имеем вытеснение, которое полностью происходит в одной фазе и является смешивающимся при первом контакте [3]. Однако, как видно из рис. 2, для пластовой нефти изучаемого месторождения и закачиваемого

метана, одноконтантного смешивающегося, вытеснения происходить не будет. Смешивание в первом контакте может обеспечить только состав с 40% концентрацией фракций C2-C5.

Рассмотрим диаграмму, представленную на рис. 1б. Закачиваемый газ в данном случае полностью состоит из легкого компонента. Вытеснение не является смешивающимся при первом контакте, т.к. траектория разбавления проходит через двухфазную область. Представим ряд ячеек, которые являют собой проникаемую среду при одномерном вытеснении. Первая ячейка изначально содержит нефть, к которой мы добавляем какое-то количество растворителя таким образом, что общий состав обозначается как M1. Смесь разделится на две фазы — газ G1 и жидкость L1, состав которых определяется рабочими линиями равновесия. Газ G1 обладает гораздо большей подвижностью, чем L1 и эта фаза поступит преимущественно во вторую ячейку смешения, образуя смесь M2. Жидкость L1 остается позади, смешиваясь с более чистым растворителем. Во второй ячейке смесь M2 разделяется на газ G2 и жидкость L2; G2 течет в третью ячейку, образуя смесь M3 и т.д.

В какой-то n-ячейке (после третьей) газовая фаза настолько обогатится средними компонентами, что больше не образует две фазы при смешивании с нефтью. С этого момента все составы, участвующие в вытеснении, будут располагаться на линии между составом сырой нефти и точкой, касательной к бинадальной кривой. Вытеснение становится смешивающимся при составе растворителя, заданном точкой касания к бинадальной кривой. Смешимость с нефтью достигнута в результате того, что растворитель обогатился промежуточными компонентами. Промежуточные компоненты испаряются из сырой нефти, поэтому процесс представляет собой режим вытеснения испаряющимся газом.

Предположим, что составы сырой нефти и растворителя также находятся на противоположных сторонах критической рабочей линии, но в ситуации, противоположной режиму испаряющегося газа: состав газа правее критической рабочей линии, а состав нефти левее ее (рис. 2).

В первой ячейке смешивания общий состав M1 разделяется на газ G1 и L1. Газ G1 движется в следующую ячейку смешивания, а жидкость L1 смешивается со свежей порцией

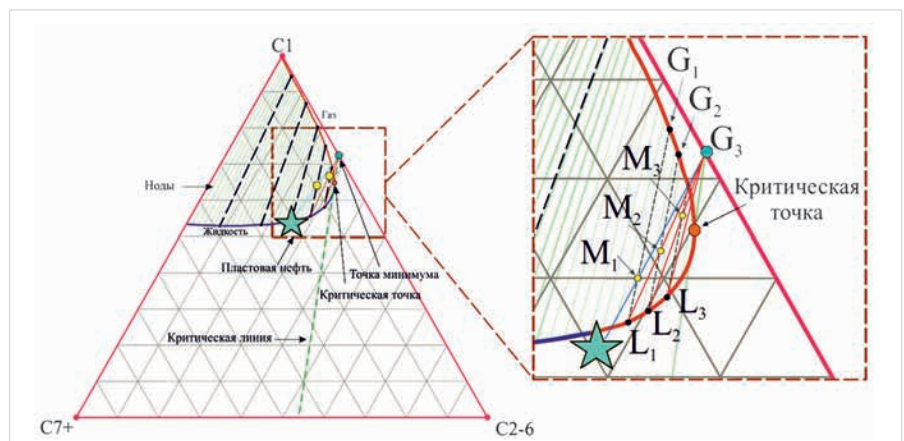


Рис. 2 — Моделирование процесса вытеснения на тернарной диаграмме в случае режима обогащенного газа  
 Fig. 2 — Modeling the displacement process on the ternary diagram in the case of the enriched gas mode

растворителя, образуя смесь М2. Затем жидкость L2 смешивается со свежим растворителем и т.д. Таким образом, в первой ячейке смешивания этот процесс массообмена между нефтью и газом в конце концов приведет к однофазной смеси.

В данном случае смешиваемость развивается на заднем конце (в тылу) зоны смешивания растворителя с нефтью в результате

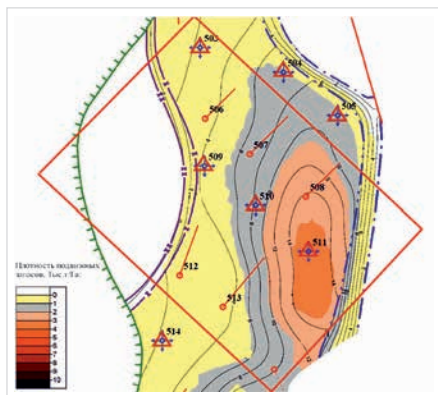


Рис. 3 — Рассмотренные варианты на участке ОПР:

а) агент воздействия — вода; б) агент воздействия — газ

Fig. 3 — Options considered at the fields:

а) exposure agent — water; б) exposure agent — gas

обогащения жидкой фазы средними компонентами из газа. Фронт зоны смешивания является областью несмешивающегося потока.

Для нефтей изучаемого месторождения возможны все описанные процессы, но эффективность возможно оценить только при помощи фильтрационного моделирования.

### Варианты разработки

В работе рассмотрено три варианта закачки различных газовых композиций для проектного фонда, представленного на рис. 3. Вариант 1 — закачка воды, для сравнения эффективности газовых методов с реализуемой на месторождении технологией закачки воды. Вариант 2 — закачка «сухого» газа. Вариант 3 — закачка «жирного» газа.

Забойное давление на добывающих скважинах — 100 атм. в соответствии с историческим, забойное давление на водонагнетательных скважинах — 400 атм. (ниже давления авто-ГРП), на газонагнетательных — 350 атм. (в соответствии с возможностями компрессоров). С целью недопущения масштабного развития процесса разгазирования, нагнетательный фонд вводится в эксплуатацию без отработки на нефть.

Вариант 1 — базовый с закачкой воды, создан для сравнения с реализуемой на большинстве месторождений технологией.

Вариант 2 — закачка «сухого» газа (100% концентрация метана). Рассмотренный

вариант не предполагает изначального достижения режима смешиваемости, но за счет многоконтактного испарения может достигать режима смешения за счет испарения легких фракций за границей фронта вытеснения, как показано на рис. 2. На рис. 4 представлены временные разрезы по профилю скважин №№ 512–509, наглядно иллюстрирующие этот процесс. В первый момент времени происходит классическое несмешивающееся вытеснение нефти закачиваемым газом. Содержание закачиваемого газа: метан — 97,3%, этан — 1,4%, углекислый газ — 0,1%, пропан — 1,2%.

Вариант 3 — закачка «жирного» газа. Концентрация закачиваемого газа подобрана согласно рис. 1 для обеспечения режима одноконтактного смешивающегося вытеснения. Состав закачиваемого газа: С1 — 60%, С2 — 20%, С3 — 10%, IC4 — 5%, IC5 — 5%. Такая композиция обеспечивает одноконтактное смешивание, как показано на рис. 1а. Перед фронтом формируется вал нефтенасыщенности, за фронтом — остаточная нефть равняется нулю. Однако такой способ экономически и технологически трудно реализуем. Значительная концентрация ШФЛУ (40%) не стабильна. В процессе закачки необходимо будет обеспечить подогрев до 80 °С (температура выпадения из раствора пентанов при пластовом давлении в 300 атм.), с целью недопущения сжижения фракций в

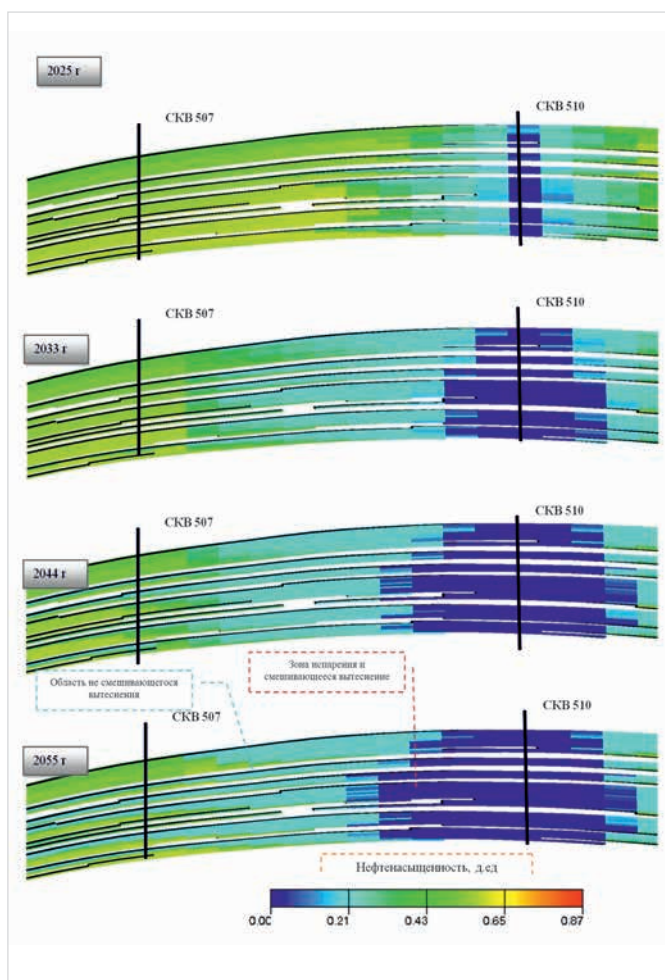


Рис. 4 — Распространение фронта закачки «сухого» газа с формированием зоны испарения за фронтом вытеснения

Fig. 4 — Distribution of the fronts of the injection of "dry" gas with the formation of evaporation zones

Таб. 2 — Результаты расчетов показателей по вариантам  
Tab. 2 — Results of calculation of indicators for development options

Показатели	Ед. изм.	Технологии			
		1	2	3	4
Режим работы залежи		Заводнение	Закачка «сухого» газа	Закачка «жирного» газа	ВГВ
Система разработки		Рядная			
Расстояние между рядами	м	500			
Расстояние в ряду	м	700			
Длина ствола ГС	м	800			
Фонд скважин добывающих		12			
водонагнетательных		5			
газонагнетательных		7	-	-	-
		-	7		7
Накопленная					
добыча нефти	тыс. т	632	1044	1537	701
добыча жидкости	тыс. т	1 471	1 390	2 016	1 514
добыча газа	млн м <sup>3</sup>	5	1176	1257	10
закачка воды	тыс. м <sup>3</sup>	1144	-	-	1 010
закачка газа	млн м <sup>3</sup>	-	1 781	2 287	0,5
КИН	д.ед.	0,300	0,487	0,661	0,333
Добыча нефти на скважину	тыс. т	126,4	208,8	307,4	140,2

призабойной зоне. Тем не менее, вариант с позиции извлечения нефти является идеальным, обеспечивая КИН — 0,661 д.ед.

Вариант 4 — водогазовое воздействие с попеременной закачкой «сухого» газа и воды в первые 5 лет с циклом в 12 месяцев с последующей постоянной закачкой воды. В виду большого расстояния между скважинами этот вариант не обеспечивает режим смешивающегося вытеснения и не дает преимуществ по сравнению с закачкой «сухого» газа. Более того, водой блокируется зона испарения.

В таб. 2 представлены результаты расчетов по различным вариантам закачки.

### Итоги

Для месторождений «легкой» нефти, с вязкостью ниже 04 сПз, может возникнуть ряд проблем, связанных с неэффективностью ППД на основе воды. В этих условиях можно рекомендовать закачку разовых композиций. Наиболее популярным и часто используемым решением является ВГВ, или организация «смешивающегося» вытеснения. Однако в некоторых случаях закачка «сухого» газа

может оказаться более предпочтительней за счет эффекта испарения легких компонент нефти. Этот случай был исследован на примере одного из месторождений в Западной Сибири.

### Выводы

В работе изучены перспективы закачки различных композиций газа для повышения рентабельности разработки месторождений «легкой нефти» с высоким содержанием фракций С2-С5. Показано, что наличие интенсивного межфазного массообмена существенно влияет на эффективность извлечения запасов. При этом не всегда водогазовое воздействие может оказываться лучше закачки «сухого» газа с точки зрения коэффициента извлечения нефти. Возможны ситуации с образованием режима смешивающегося вытеснения в зонах, прокаченных «сухим» газом. Этот процесс связан с испарением углеводородных фракций С2-С5 из нефти.

### Литература

1. Бриллиант Л.С., Плиткина Ю.А., Антипин М.А., Лазеев А.Н., Гнилицкий Р.А.,

Николаев М.Н. Изучение проблем и оценка перспектив разработки объекта ЮК10 Талинской площади на основе ситуационного анализа // Нефтяное хозяйство. 2012. №10. С. 60–65.

2. Данько М.Ю., Бриллиант Л.С., Печерки М.Ф., Шестаков Д.А., Юнусов Р.Р., Индрупский И.М. Изучение метода восстановления продуктивности скважин остановкой месторождения на релаксацию на примере Присклоновского НГКМ // Недропользование XXI век. 2018 №2а. С. 156–165.
3. Лян Мэн. Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием ядерных моделей пласта и slim tube. Москва, 2017. 118 с.
4. Нестеренко А.В., Юшков И.Ю., Фатеев Д.Г. Алгоритм подготовки PVT свойств газоконденсатной смеси при композиционном моделировании разработки ачимовских отложений // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №7. С. 77–81.
5. Lake L.W. Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall, 1989, 550 p.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

UDC 622.276

## Efficiency of methods for increasing oil recovery factor based on interphase mass transfer

### Author

Mikhail Yu. Danko — deputy general director in science; danko@togi.ru

TING LLC, Tyumen, Russian Federation

### Abstract

In a scientific article studies the prospects of developing various gas components to increase the profitability of developing light oil fields with a high level of C2-C5 fractions. It is shown that the presence of intense interfacial mass transfer affects the efficiency of reserves recovery.

### Materials and methods

Computer modeling of reservoir hydrocarbon system, thermodynamic modeling.

### Keywords

thermodynamic modeling, liquid hydrocarbons, evaporation oil,

gas injection, displacing agent, miscibility

### Results

For “light” oil with viscosities below 04 cP, a number of problems may arise related to the inefficiency of water-injection. Under these conditions, it is recommended to download one-time compositions. The most popular and frequently used solution is Water-gas exposure, or the organization of miscible oil with gas. However, in some cases, the injection of “dry” gas may be more preferable due to the effect of evaporation of the light components of the oil. This case was investigated on the example of one of the deposits in Western Siberia.

### Conclusions

The prospects of injection of various gas compositions are studied to increase the profitability of developing light oil fields with a high content of C2-C5 fractions. It is shown that the presence of intense interfacial mass transfer significantly affects the efficiency of extraction of reserves. At the same time, the water-gas effect may not always be better than the injection of “dry” gas in terms of oil recovery coefficient. Situations with the formation of a mixing displacement regime in zones pumped by “dry” gas are possible. This process is associated with the evaporation of hydrocarbon fractions C2-C5 from oil.

### References

1. Brilliant L.S., Plitkina Yu.A., Antipin M.A., Lazeev A.N., Gnilitkiy R.A., Nikolaev M.N. *Izuchenie problem i otsenka perspektiv razrabotki ob"ekta YuK10 Talinskoy ploschadi na osnove situatsionnogo analiza* [Studying the problems on the Talinsky field based on a situational analysis]. Oil industry, 2012, issue 10, pp. 60–65.
2. Dan'ko M.Yu., Brilliant L.S., Pecherki M.F., Shestakov D.A., Yunusov R.R., Indrupskiy I.M. *Izuchenie metoda*

- vosstanovleniya produktivnosti skvazhin ostanovkoy mestorozhdeniya na relaksatsiyu na primere Prisklonovogo NGKM* [Studying the method of restoring well productivity by stopping the field for relaxation using the example of the Prisklonovoye field]. Subsoil Use XXI Century, 2018, issue 2a, pp. 156-165.
3. Lyan Men. *Fizicheskoe modelirovanie vytesneniya nefi gazom (rastvoritelem) s ispol'zovaniem kernovykh modeley plasta i slim tube* [Physical modeling of gas and gas (solvent) using core models of the

- reservoir and slim tube]. Moscow, 2017, 118 p.
4. Nesterenko A.V., Yushkov I.Yu. Fateev D.G. *Algoritm podgotovki PVT svoystv gazokondensatnoy smesi pri kompozitsionnom modelirovanii razrabotki achimovskikh otlozheniy*. Exposition Oil Gas, 2013, issue 7, pp. 77–81.
5. Lake L.W. Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall, 1989, 550 p.