



## ИЗУЧЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНУЮ ЗАЛЕЖЬ «СУХИМ» УГЛЕВОДОРОДНЫМ ГАЗОМ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ

**Н.Н.Гамидов**

*НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан*

### Study of the Injection Process of «Dry» Hydrocarbon Gas at Different Stages of Gas-Condensate Fields Development

*N.N.Hamidov*

*«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan*

#### **Abstract**

In the presented study was investigated the effectiveness of the injection process of «dry» hydrocarbon gases to the bottom-hole zone, depending on the different stages of gas condensate fields development. The experiments were carried out in a special sequence of PVT bombs, to eliminate the impact of specific factors caused by the concrete development conditions of different fields. For this purpose, five series of experiments were performed, and some experiments were repeated several times to confirm the results. Obtained results were not only helpful in assessing the injection process, but also for selecting an effective injection option. Thus, for the first time, the process of «dry» gases injection to the bottom-hole zone has been experimentally investigated at all stages of gas condensate fields development, and effectiveness of the process has been determined at the first stage of field development. It has also been established that maximum condensate production can be achieved even with lower pressure by controlling the condensate volume of the layer system and single phase.

#### **Keywords:**

Retrograde condensate;  
Reservoir depletion;  
Gas condensate system;  
Evaporation of drop out condensate;  
Starting pressure of condensation;  
Injection of hydrocarbon gas.

© 2020 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

### **Введение**

Известно, что в процессе разработки углеводородных залежей в результате изменения давления имеют место фазовые превращения в пластовых флюидах, что приводит к постоянному изменению состава фаз. При этом интенсивность фазовых переходов усиливается в направлении от пласта к забою добывающей скважины. Этот процесс сильно сказывается при разработке газоконденсатных месторождений, эксплуатирующихся в режиме истощения пластовой энергии, который является одним из главных причин ретроградных потерь конденсата в пласте [1-5]. В результате указанных фактов конденсатоотдача в газоконденсатных залежах, эксплуатирующихся в режиме истощения, не превышает 30-40% от начальных запасов. Например, коэффициент конденсатоотдачи по залежи VII горизонта газоконденсатного месторождения «Булла-дениз» Азербайджана не превышает 30%. В связи с этим, значительное количество конденсата остается в пласте неизвлеченным.

В целях извлечения осевшего конденсата применяются различные методы, в том числе и метод воздействия на призабойную зону скважины газами, состоящими из «сухого» углеводородного или широкой фракции легких углеводородов, таких как пропан-бутан [4, 6, 7]. В целях снижения потребности в углеводородном газе, в некоторых случаях в него добавляют определенное экспериментальным путем количество азота или углекислого газа [6-10]. В лабораторных условиях нами проведены многочисленные эксперименты [1, 11, 12] по изучению испаряемости выпавшего конденсата газами различного состава, в том числе «сухого» углеводородного, физической основой которой является испарение (диспергирование) выпавшего конденсата в присутствии газов, в которых жидкие углеводороды хорошо растворяются. При этом было установлено, что, несмотря на неоднократное воздействие на конденсат газами различного состава, извлечь его полностью не представляется возможным. Указанная тенденция объяснялась тем, что по мере испарения легких фракций конденсата его плотность возрастает [11, 12], а это требует закачки большого количества

*E-mail:* [natiq.hamidov@socar.az](mailto:natiq.hamidov@socar.az)

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20200200430>

газа при более высоких давлениях.

В данной работе изучаются показатели процесса воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины «сухим» газом на различных стадиях эксплуатации залежи. Эксперименты проводились в бомбе pVT, так как опыты с участием пористой среды являются весьма трудоемкими. Кроме того, здесь процесс изучается качественно, без каких-либо привязок полученных результатов к конкретным условиям разработки.

### **Экспериментальные исследования для решения поставленной задачи**

Решение этой задачи, безусловно, возможно и с использованием существующих гидрогазодинамических моделей [2, 5, 8, 13], но как было отмечено выше, сложный характер фазовых превращений при разработке газоконденсатной залежи не позволяет отразить эти процессы точными математическими зависимостями. Учитывая вышеизложенное, решение поставленной задачи изучается экспериментально в бомбе pVT.

Эксперименты проводились в бомбе pVT установки УГК-3 без наличия пористой среды газоконденсатными системами, составленными на базе проб газа и конденсата из глубокозалегающей залежи VII горизонта месторождения «Булладениз». В экспериментах при составлении рекомбинированных проб использовались одинаковые составы и свойства газа и конденсата [12], с конденсатосодержанием 200 г/м<sup>3</sup>. При этом использовался газ из промыслового сепаратора и стабильный конденсат плотностью 747.5 кг/м<sup>3</sup>, отобранный в начальной стадии ввода залежи в разработку. Газ состоял (в мольных процентах) из метана - 92.45, этана - 5.81, пропана - 0.73, бутанов - 0.71, и пентанов C<sub>5+</sub> - 0.3. При этом плотность газа – 0.7651 кг/м<sup>3</sup> и количество C<sub>5+</sub> - 9.156 г/м<sup>3</sup>.

В начале система нагревалась до заданной температуры (95 °С) и после стабилизации температуры давление поднималось ступенями (3.0-5.0 МПа) до полного исчезновения жидкой фазы в pVT бомбе. При этом после каждого повышения давления система перемешивалась в течение 15 минут, затем она держалась в покое до установления термодинамического равновесия, которое определялось стабилизацией уровня жидкости в бомбе pVT.

В связи с тем, что эксперименты проводились без пористой среды, значение давления начала конденсации системы определялось по традиционному методу [4], учитывая, что действительное его значение на 20-25% больше [1, 11] определяемого в бомбе pVT. В данном случае эта величина давления определялась при исследовании каждой газоконденсатной системы и служила контролем идентичности исследуемых систем и во всех случаях она была равной 28.0 МПа.

После повышения давления до 30.0 МПа и установления термодинамического равновесия оно снижалось с шагом на 5.0 МПа, т.к. при таком шаге его снижения, во-первых, обеспе-

чивалось достаточное количество газа и конденсата для проведения стандартных физико-химических анализов и, во-вторых, - необходимое количество экспериментальных точек для установления искомым закономерностей при статистическом анализе результатов исследований. В экспериментах темп снижения давления в системе выбирался согласно термодинамическим критериям подобия [14] - по количеству проходящего из сепаратора газа за единицу времени как  $8.33 \times 10^{-6}$  м<sup>3</sup>/с (допустимое в интервале  $8.33 \div 16.67 \times 10^{-6}$  м<sup>3</sup>/с) [8, 12].

Таким образом, давление на первом этапе снижалось от 30.0 МПа до 25.0 МПа и при этом отдельно отбирались пробы газа сепарации и дегазации для определения их количества, состава и физико-химических свойств. Здесь также определялось количество добываемого конденсата и его физические свойства.

В целях сокращения объема экспериментальных работ процесс дифференциального истощения залежи сопровождался изучением диспергирования выпавшего конденсата «сухим» газом после каждого шага снижения давления и после установления термодинамического равновесия системы в бомбу pVT подкачивался «сухой» углеводородный газ и тем самым давление поднималось до его начального значения – 30.0 МПа. Вновь система находилась в покое для установления термодинамического равновесия, затем давление снижалось до 25.0 МПа и проводились соответствующие физико-химические анализы отобранных проб для изучения состава и свойств продуктов испарения. Отметим, что при изучении количества испарившегося конденсата на каждой стадии снижения давления, нами принималось, что в этом количестве испарившегося конденсата имеется и доля оставшегося в бомбе pVT газа после завершения каждого этапа дифференциального снижения давления. В данном случае имеющиеся технические трудности (например: невозможность измерения плотности оставшегося в pVT бомбе насыщенного конденсата, определение значения давления однофазного состояния системы и т.д.) не позволяют разделить количество испарившегося конденсата на добытый за счет подкачиваемого «сухого» газа и оставшегося в бомбе газа после каждого этапа снижения давления.

Так завершался первый этап планируемых экспериментальных исследований, после чего система освобождалась от газоконденсатной смеси, затем заполнялась новой пробой для продолжения последующих работ.

Очередные эксперименты проводились по вышеприведенной схеме для последующих шагов снижения дифференциального истощения залежи. Например, во второй серии экспериментов в начале давление поднималось до 30.0 МПа и определялось давление начала конденсации, затем, соблюдая вышеназванные правила, снижалось до 25.0 МПа и до 20.0 МПа и определялось количество

газа и конденсата и их свойства, после чего закачкой «сухого» газа давление в системе повышалось до 25.0 МПа и вновь снижалось до 20.0 МПа с обязательным выполнением всех физико-химических анализов отбираемого газа и конденсата.

Таким образом, были проведены 5 серий экспериментов, из которых некоторые повторялись для экспертизы результатов на воспроизводимость. Полученная информация от проведенных экспериментов дала возможность оценить показатели процессов до и после воздействия на конденсат «сухим» углеводородным газом и выбрать вариант, при котором количество добываемого испарением конденсата становится максимальным.

### Анализ полученных результатов исследования

Как было отмечено выше, при экспериментальных исследованиях были измерены стандартные физико-химические величины добываемого газа и конденсата. В таблицах 1 и 2 приведены сведения о полученных экспериментальных данных на каждом шаге снижения давления при выполнении процесса дифференциального истощения залежи до (табл.1) и после закачки (табл.2) «сухого» газа в систему.

Полученные из этих таблиц (табл.1 и 2) результаты в обоих случаях находятся в соответствии с классическими закономерностями, присутствующими процессу дифференциального истощения газоконденсатной залежи, т.е. наблюдается рост количества добываемого газа и убывание количества добываемого конденсата и его плотности по мере снижения давления. При этом в связи с ростом количества выпавшего в бомбе

Ступени давления, МПа	Количество добываемого конденсата, $10^{-6} \text{ м}^3$	Количество добываемого газа, $10^{-3} \text{ м}^3$	Плотность добываемого конденсата, $\text{кг}/\text{м}^3$	Количество оставшегося в бомбе рVT конденсата, $10^{-6} \text{ м}^3$	Количество оставшегося в бомбе рVT газа, $10^{-3} \text{ м}^3$	Отношение добываемого конденсата к начальному, %
30.0-25.0	3.5	15.6	745.2	28.6	104.25	10.9
25.0-20.0	3.2	16.5	733.2	25.4	87.75	9.97
20.0-15.0	2.4	19.8	721.8	23.0	67.95	7.48
15.0-10.0	1.2	23.2	708.1	21.8	46.75	3.74
10.0-5.0	0.6	28.3	686.2	21.2	18.45	1.87

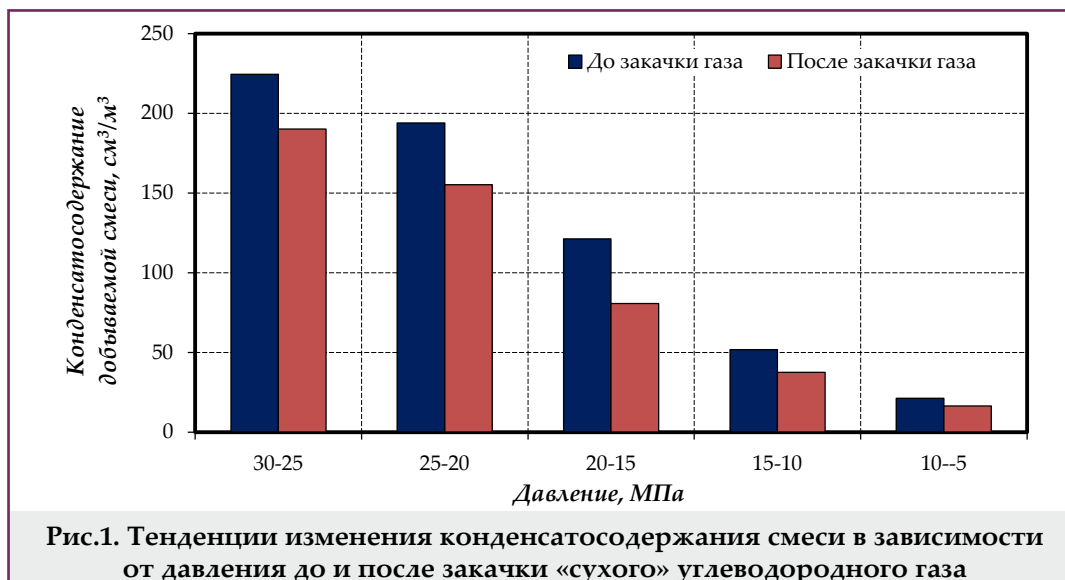
Ступени давления, МПа	Количество добываемого конденсата, $10^{-6} \text{ м}^3$	Количество добываемого газа, $10^{-3} \text{ м}^3$	Плотность добываемого конденсата, $\text{кг}/\text{м}^3$	Количество оставшегося в бомбе рVT конденсата, $10^{-6} \text{ м}^3$	Количество оставшегося в бомбе рVT газа, $10^{-3} \text{ м}^3$	Отношение добываемого конденсата к начальному, %
30.0-25.0	3.1	16.3	749.3	25.5	104.25	9.65
25.0-20.0	2.9	18.7	738.2	22.5	87.75	9.03
20.0-15.0	1.8	22.3	725.6	21.2	67.95	5.61
15.0-10.0	0.9	24.0	710.7	20.9	46.75	2.80
10.0-5.0	0.6	29.5	687.1	20.7	18.45	1.87

рVT конденсата отношение добытого конденсата к начальному его запасу по мере снижения давления тоже снижается.

Здесь почти во всех случаях отношение количества добытого конденсата к начальному его запасу до закачки газа больше по сравнению с данными после закачки «сухого» газа, кроме интервала давления 5-10 МПа, где эти величины равны друг другу. А также можно заметить из таблиц 1 и 2, что после каждого этапа снижения давления свойства оставшейся в бомбе газоконденсатной системы существенно отличаются от добытой продукции в процессе дифференциального истощения. Например, если рекомбинированная система характеризовалась начальным конденсатосодержанием  $267.83 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , то после первого этапа снижения давления оно составляло  $274.34 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , что означает, что давление начала конденсации системы будет существенно больше по сравнению с начальным его значением, так как, с одной стороны, выросло конденсатосодержание и, с другой, плотность оставшегося в бомбе конденсата.

Очевидно, что для приведения такой системы до однофазного состояния потребуется давление больше 30.0 МПа. Это значит, что если оставшуюся в бомбе систему сжимать без закачки «сухого» газа в пределах указанного интервала давления, затем истощать ее до 25.0 МПа, получим небольшое количество конденсата. Другими словами, при воздействии на оставшуюся в бомбе систему «сухим» газом, доля испарившегося конденсата за счет закачки «сухого» газа в отобранной продукции будет несравнимо больше, чем за счет оставшегося в бомбе газа до закачки.

На рисунке 1 представлено сравнение величины



конденсатосодержания добытой смеси в одинаковых шагах давления в процессе дифференциального истощения газоконденсатной залежи до и после закачки в систему «сухого» углеводородного газа.

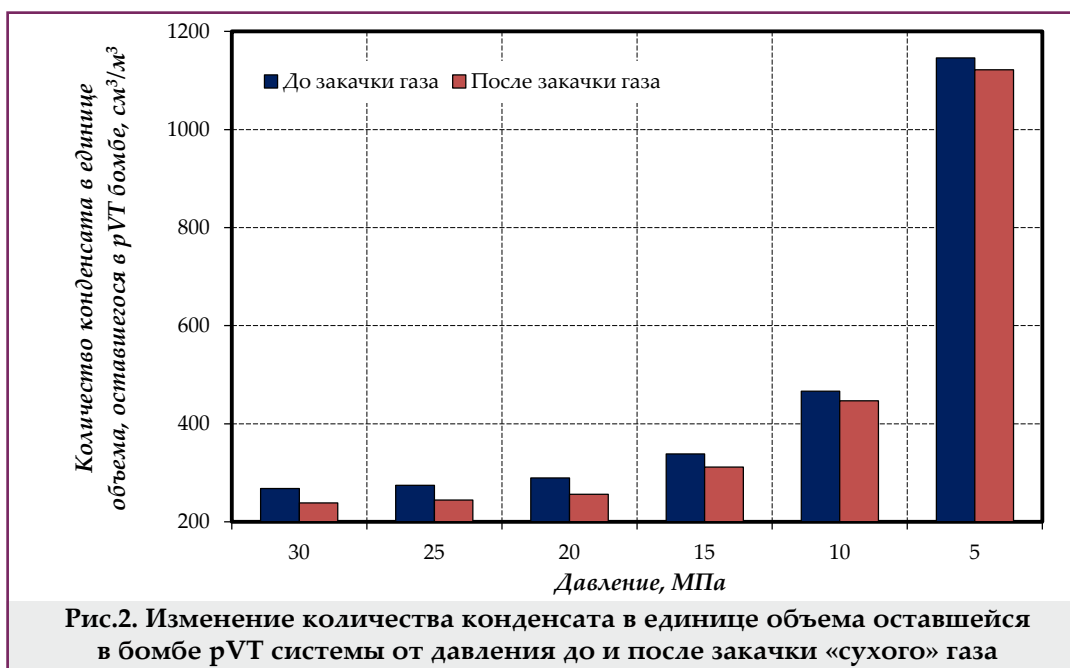
Как видно из рисунка 1, при всех значениях давления конденсатосодержание добываемой смеси до закачки «сухого» газа больше, чем после закачки. Эта разница при высоких значениях давления более ощутима и по мере его снижения эта разница сводится к минимуму.

Абсолютная противоположность наблюдается на рисунке 2, где показаны зависимости количества оставшегося в бомбе pVT конденсата, приходящего на единицу объема смеси. Но здесь тоже количество оставшегося в бомбе pVT конденсата в единице объема смеси до закачки «сухого» газа больше по сравнению с объемом после его закачки, при котором наблюдается уменьшение этой разницы по мере убывания давления.

Напомним, что начальное значение конденсатосодержания в экспериментах принималось  $200 \text{ г/м}^3$  или  $267.83 \text{ см}^3/\text{м}^3$ . На первом шаге сни-

жением давления от 30.0 МПа до 25.0 МПа конденсатосодержание добываемой газоконденсатной смеси убывает от 267.83 до 224.36  $\text{см}^3/\text{м}^3$ . Очевидно, что это является следствием начала процесса конденсатовыделения из системы, т.к. интервал снижения давления находится в пределах выделения микророзышей конденсата [1, 12], а также свободных капель, соответствующих давлению начала конденсации системы, определяемому традиционными методами ( $P_{\text{НК}}=28 \text{ МПа}$ ).

Это означает, что в бомбе pVT уже имеется осевший конденсат, и поэтому конденсатосодержание добываемой смеси уменьшается по сравнению с начальным его значением, а количество конденсата в единице объема смеси, оставшегося в бомбе, наоборот, возрастает (в соответствии с общим балансом системы). Другими словами, при давлении 30.0-25.0 МПа из системы, в первую очередь, конденсируются сравнительно более тяжелые углеводороды и поэтому плотность выделившегося конденсата выше по сравнению с начальной его плотностью (использовался при



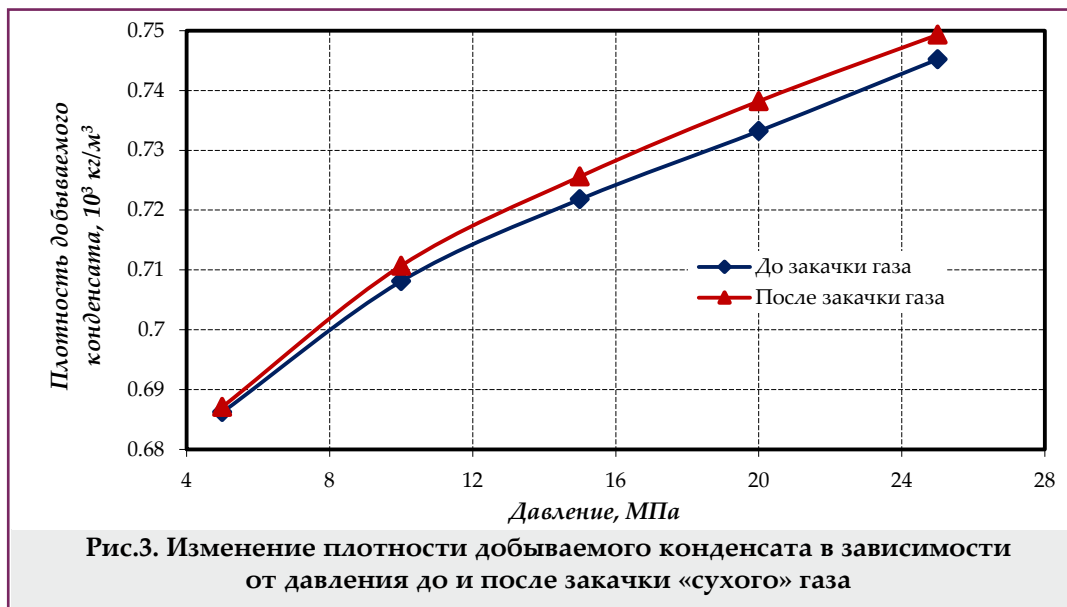


Рис.3. Изменение плотности добываемого конденсата в зависимости от давления до и после закачки «сухого» газа

создании рекомбинированной системы). После этого в бомбу pVT подкачивается «сухой» углеводородный газ и давление системы повышается до 30.0 МПа и при этом количество конденсата в единице объема газовой фазы снижается от 274.34 до 238.68 см³/м³. В связи с этим снижается и величина давления начала конденсации до 26.8 МПа ( $P_{H.K}$ ), которая на 1.2 МПа меньше по сравнению с начальным (28.0 МПа). В связи с выполнением процесса дифференциальной конденсации вторично при давлении 25.0 МПа, несмотря на снижение конденсатосодержания добываемой смеси, убывает и количество конденсата в единице объема оставшейся в бомбе pVT смеси (потому что конденсатосодержание системы при вторичной конденсации системы было меньше по сравнению с первым). Сказанное, как видно из таблицы 1, на всех шагах снижения давления повторяется. Только при величине давления, соответствующего концу процесса (низкие давления) из-за небольшого количества диспергированной жидкости до и после закачки «сухого» газа они незначительно отличаются друг от друга.

На рисунке 3 представлена зависимость изменения плотности добываемого конденсата до и после закачки «сухого» газа в различных ступенях снижения давления.

Как видно из рисунка 3, плотность добываемого конденсата после закачки «сухого» газа бывает всегда меньше, чем до закачки, но с падением давления разница между плотностями конденсата до и после закачки «сухого» газа сближается. Это объясняется улучшением испаряющей способности закачиваемого «сухого» газа с ростом давления. А также из полученных результатов видно, что основное количество добытого конденсата приходится на интервал давления 30.0- 20.0 МПа из-за того, что основная масса конденсата выпадает в этом интервале и поэтому закачка «сухого» газа здесь характеризуется более высоким конденсатосодержанием.

Сказанное выше показывает, что закачка «сухого» газа предпочтительна на начальной стадии эксплуатации залежи, так как в этот период

значение пластового давления более высокое, при этом конденсат лучше диспергируется в газовую фазу.

Вышеполученные результаты можно обосновать и теоретически. Допустим, начальное конденсатное содержание резервуара -  $K_H$ , если начальный запас газа -  $V_{H.G}$  и конденсат в дисперсной фазе -  $V_{H.K}$  (при нормальных условиях)

$$K_H = V_{H.K} / V_{H.G} \quad (1)$$

Если резервуар истощается без поддержания пластового давления, то ретроградная конденсация начинается при понижении давления пласта ниже. На этапе  $i$ , где давление пласта ниже, формулу (1) можно написать, как

$$K_{Hi} = \frac{V_{H.K} - \sum V_{D.K} - \sum V_{B.K}}{V_{H.G} - \sum V_{D.G}}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2)$$

Здесь:  $\sum V_{D.K}$  - суммарный добываемый конденсат до этапа  $i$ ;

$\sum V_{B.K}$  - суммарный выпавший конденсат до этапа  $i$ ;

$\sum V_{D.G}$  - суммарный добываемый газ до этапа  $i$ .

Если истощение продолжится с газовой закачкой, тогда формула (2) заменится нижеприведенной

$$K_{Hi} = \frac{V_{H.K} - \sum V_{D.K} - \sum V_{B.K} + \sum V_{Dis.K}}{V_{H.G} - \sum V_{D.G} + \sum V_{3.G}}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3)$$

Здесь:  $\sum V_{Dis.K}$  - суммарный диспергированный конденсат в результате закачки газа до этапа  $i$ ;

$\sum V_{3.G}$  - суммарный закачанный газ до этапа  $i$ ;

Отсюда можно сделать вывод, что закачиваемый газ уменьшает конденсатное содержание пластового флюида, но увеличивает количество конденсата в газовой фазе и, конечно, снижает давление ретроградной конденсации, а также закачанный газ диспергирует ретроградный выпавший конденсат. Это значит, что во время закачки газа можно контролировать диспергирование ретроградного конденсата и однофазного состояния пластовой системы, при этом можно получить эффективный метод закачки с максимум добычей.

## Выводы

Результаты дифференциальной конденсации показывают, что при всех значениях давления конденсатосодержание добываемой смеси до закачки «сухого» газа больше, чем после закачки. Эта разница при высоких значениях давления более ощутима и по мере его снижения эта разница сводится к минимуму. Абсолютная противоположность наблюдается в зависимости от количества оставшегося в бомбе pVT конденсата, приходящего на единицу объема смеси. Здесь количество оставшегося в бомбе pVT конденсата в единицу объема смеси до закачки «сухого» газа больше по сравнению с объемом после его закачки, при котором наблюдается уменьшение этой разницы по мере убывания давления.

А также можно заметить, что плотность добываемого конденсата после закачки «сухого» газа бывает всегда меньше, чем до закачки, но с падением давления разница между плотностями конденсата до и после закачки «сухого» газа сближается. Это объясняется улучшением диспергирующей способности закачиваемого «сухого» газа с ростом давления.

Сказанное выше показывает, что закачка «сухого» газа предпочтительна на начальной стадии эксплуатации залежи, так как в этот период значение пластового давления более высокое, при котором конденсат лучше диспергируется и переходит в газовую фазу. Но результаты также показывают, что пластовое давление можно уменьшить и контролировать с диспергированием ретроградного конденсата и однофазного состояния пластовой системы, при этом можно получить эффективный метод закачки с максимум добычей.

### Литература

1. Абасов, М. Т., Аббасов, З. Я., Фаталиев, В. М. и др. (2009). О фазовых превращениях при разработке газоконденсатных залежей. *Доклады РАН*, 427(6), 802-805.
2. Джалалов, Г. И., Ибрагимов, Т. М., Алиев, А. А., Горшкова, Е. В. (2018). Моделирование и исследование фильтрационных процессов глубокозалегающих месторождений нефти и газа. *Баку: «Наука и образование» ИПП*.
3. Изюмченко, Д. В., Лапшин, В. И., Николаев, В. М. и др. (2010). Конденсатотдача при разработке нефтегазоконденсатных залежей на истощение. *Газовая промышленность*, 1, 24-27.
4. Люгай, Д. В., Лапшин, В. И., Волков, А. Н. и др. (2011). Совершенствование методик экспериментального изучения фазовых превращений газоконденсатных систем. *Вести газовой науки*, 6, 103-119.
5. Мирзаджанзаде, А. Х., Аметов, И. М., Ковалев, А. Г. (2005). Физика нефтяного и газового пласта. *Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований*.
6. Glavnov, N., Kuntsevich, V., Verzhinina, M., et.al. (2017, October). EOR miscible gas project in oil-gas condensate field. SPE-187858-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*.
7. Meng, X., Sheng, J. (2016). Experimental and numerical study of huff-n-puff gas injection to re-vaporize liquid dropout in shale gas condensate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 35, 444-454.
8. Гриценко, А. И., Гриценко, И. А., Юшкин, В. В., Островская, Т. Д. (1995). Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. *Москва: Недра*.
9. Гриценко, А. И., Ремизов, В. В. (1995). Руководство по восстановлению продуктивности газоконденсатных скважин. *Москва: ВНИИгаз*.
10. Temizel, C., Kirmaci, H., Tiwari, A., et.al. (2016, November). An investigation of gas recycling in fractured gas-condensate reservoirs. SPE-182854-MS. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*.
11. Абасов, М. Т., Аббасов, З. Я., Джалалов, Г. И. и др. (2005). Влияние пористой среды на испаряемость конденсата при воздействии «сухим» углеводородным газом. *Доклады РАН*, 405(3), 368-370.

### References

1. Abasov, M. T., Abbasov, Z. Ya., Fataliev, V. M., et al. (2009). Phase transformations in condensate pool development. *Doklady Earth Sciences*, 427(2), 939-942.
2. Dzhahalalov, G. I., Ibragimov, T. M., Aliev, A. A., Gorshkova, E. V. (2018). Modelirovanie i issledovanie fil'tracionnyh processov glubokozalegayushchih mestorozhdenij nefti i gaza. *Baku: «Nauka i obrazovanie» IPP*.
3. Izyumchenko, D. V., Lapshin, V. I., Nikolaev, V. M. i dr. (2010). Kondensatotdacha pri razrabotke neftegazokondensatnyh zalezhej na istoshchenie. *Gazovaya promyshlennost'*, 1, 24-27.
4. Lyugaj, D. V., Lapshin, V. I., Volkov, A. N. i dr. (2011). Sovershenstvovanie metodik eksperimental'nogo izucheniya fazovyh prevrashchenij gazokondensatnyh sistem. *Vesti gazovoj nauki*, 6, 103-119..
5. Mirzadzhanzade, A.Kh., Ametov, I. M., Kovalev, A. G. (2005). Physics of oil and gas reservoir. *Moscow-Ijevsk: Institute of Computer Sciences*.
6. Glavnov, N., Kuntsevich, V., Verzhinina, M., et.al. (2017, October). EOR miscible gas project in oil-gas condensate field. SPE-187858-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*.
7. Meng, X., Sheng, J. (2016). Experimental and numerical study of huff-n-puff gas injection to re-vaporize liquid dropout in shale gas condensate reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 35, 444-454.
8. Gritseko, A. I., Gritsenko, I. A., Yushkin, V. V., Ostrovskaya, T. D. (1995). Scientific bases of the forecast of phase behavior of sheeted gas-condensate systems. *Moscow: Nedra*.
9. Gritsenko, A. I., Remizov, V. V. (1995). Guidelines for the recovery of gas condensate wells. *Moscow: VNIIGAZ*.
10. Temizel, C., Kirmaci, H., Tiwari, A., et.al. (2016, November). An investigation of gas recycling in fractured gas-condensate reservoirs. SPE-182854-MS. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*.
11. Abasov, M. T., Abbasov, Z. V., Jalalov, G. I., et al. (2005). The influence of porous medium on condensate evaporation under affect by «dry» hydrocarbon gas. *Doklady Earth Sciences*, 405(3), 368-370.

12. Абасов, М. Т., Аббасов, З. Я., Фаталиев, В. М. и др. (2011). Экспериментальное изучение показателей воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины в зависимости от стадии эксплуатации. *Известия НАН Азербайджана. Серия «Науки о Земле»*, 2, 25-31.

13. Мирзаджанзаде, А. Х., Кузнецов, О. Л., Басниев, К. С., Алиев, З. С. (2003). Основы технологии добычи газа. Москва: Недра.

14. Эфрос, Д. А. (1963). Исследования фильтрации неоднородных систем. Ленинград: Гостоптехиздат.

12. Abasov, M. T., Abbasov, Z. Ya., Fataliev, V. M., et al. (2011). Experimental study of influence factors on the bottom hole zone of gascondensate well on different stages of its exploitation. *ANAS Transactions, Earth Sciences*, 2, 25-31.

13. Mirzadzhanzade, A. Kh., Kuznetsov, O. L., Basniev, K. S., Aliev, Z. S. (2003). Basics of gas production. Moscow: Nedra.

14. Efros, D. A. (1963). Research the filtration of inhomogeneous systems. Leningrad: Gostoptekhizdat.

## Изучение воздействия на газоконденсатную залежь «сухим» углеводородным газом на различных стадиях разработки

*Н.Н.Гамидов*

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

### Реферат

В работе изучаются показатели процесса воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины «сухим» газом на различных стадиях эксплуатации залежи. Эксперименты проводились в бомбе рVT, по специальной методике, чтобы предотвратить какие-либо привязки полученных результатов к конкретным условиям разработки. Таким образом, были проведены 5 серий экспериментов, из которых некоторые повторялись для экспертизы результатов на воспроизводимость. Полученная информация от проведенных экспериментов дала возможность оценить показатели процессов до и после воздействия на конденсат «сухим» углеводородным газом и выбрать вариант, при котором количество добываемого конденсата становится максимальным. Таким образом, впервые экспериментально изучен процесс воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины «сухим» углеводородным газом на всех этапах эксплуатации залежи и показана целесообразность его проведения в начальной стадии разработки залежи, так как в этот период значение пластового давления более высокое и конденсат лучше диспергируется и переходит в газовую фазу. Но результаты также показывают, что пластовое давление можно уменьшить и контролировать с диспергированием ретроградного конденсата и однофазного состояния пластовой системы, при этом можно получить эффективный метод закачки с максимум добычей.

**Ключевые слова:** ретроградный конденсат; истощение залежи; газоконденсатная система; испарение выпавшего конденсата; давление начала конденсации; воздействие углеводородным газом.

## Qazkondensat yataqlarının müxtəlif işlənmə mərhələlərində «quru» karbohidrogen qazla təsir prosesinin öyrənilməsi

*N.N.Hamidov*

«Neftqazelmətdəqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

### Xülasə

Təqdim olunan işdə qazkondensat yataqlarının müxtəlif işlənmə mərhələlərindən asılı olaraq quyudibi zonaya «quru» karbohidrogen qazlarla təsir prosesinin səmərəliliyi tədqiq olunmuşdur. Müxtəlif yataqların konkret işlənmə şəraitlərindən doğan spesifik amillərin təsirini aradan qaldırmaq məqsədilə təcrübələr xüsusi ardıcılıqla PVT bombasında aparılmışdır. Bu məqsədlə 5 seriya təcrübə aparılmış, bəzi təcrübələr isə nəticələrin təsdiqlənməsi baxımından bir neçə dəfə təkarar olunmuşdur. Alınmış nəticələr təsir prosesinin qiymətləndirilməsinə imkan verməklə yanaşı, səmərəli təsir variantının seçilməsi üçün də yararlı olmuşdur. Beləliklə, ilk dəfə olaraq qazkondensat yataqlarının bütün işlənmə mərhələlərində quyudibi zonaya «quru» qazlarla təsir prosesi təcrübə yolla tədqiq olunmuş və prosesin yataqların ilk işlənmə mərhələsində aparılmasının daha səmərəli olması müəyyən olunmuşdur. Həmçinin müəyyən olunmuşdur ki, lay sisteminin kondensat miqdarına (tutumuna) və birfazlı halına nəzarət etməklə lay təzyiqinin azalması fonunda da maksimal kondensat hasilatına nail olmaq olar.

**Açar sözlər:** retroqrad kondensat; yatağın tükənməsi; qazkondensat sistemi; çökmüş kondensatın buxarlanması; kondensasiyanın başlanma təzyiqi; karbohidrogen qazla təsir.