

Оценка типа пластового флюида, добываемого из скважин газонефтяной залежи, по компонентному составу проб газа

М.Г. Мавлетдинов

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Россия

E-mail: Mikhail.Mavletdinov@lukoil.com

Аннотация. В статье рассмотрен вопрос определения типа добываемого газа из скважин нефтегазовых залежей на основе анализа данных о компонентном составе. Используются расчетные параметры для сравнительной оценки составов газов до начала разработки и в процессе эксплуатации скважин. Полученные результаты исследования будут использованы автором для последующей количественной оценки добычи газа различного типа.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатная залежь, газовая шапка, добыча газа, прорывной газ, компонентный состав углеводородов, проба газа.

Для цитирования: Мавлетдинов М.Г. Оценка типа пластового флюида, добываемого из скважин газонефтяной залежи, по компонентному составу проб газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 162–174. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art12>

При разработке нефтяных оторочек часто ведется добыча не только растворенного в нефти газа (РГ), но и свободного газа из газовой шапки. Однако достоверно определить принадлежность газа и степень вовлеченности газа газовой шапки является сложной и не регламентированной задачей. Дополнительный осложняющий фактор – это возможность перехода растворенного в нефти газа в свободный при снижении давления. Актуальность задачи разделения газов обусловлена необходимостью определения степени вовлечения углеводородов, управления разработкой месторождения и получения максимальной рентабельности от реализации проекта.

В начальных пластовых условиях газ газовых шапок (ГШ) и газонасыщенная нефть находятся в равновесном состоянии, установившемся в процессе формирования газонефтяной или нефтегазоконденсатной залежи. При этом компонентные составы газа ГШ и РГ, выделяющегося при разгазировании нефти, существенно различимы, что позволяет их идентифицировать при раздельной добыче

через нефтяные и газовые скважины, перфорированные в нефтенасыщенных и газонасыщенных интервалах залежи соответственно. При этом в нефтегазоконденсатных залежах ретроградного типа давления насыщения нефти газом для нефтяной системы и начала конденсации для газовой имеют близкие значения к начальному пластовому давлению.

Разработка залежи двухфазного типа со снижением пластового давления приводит к нарушению начальных равновесных условий: при снижении давления ниже начала конденсации из газа ГШ в пласте выделяется ретроградный конденсат, а из нефти – растворенный газ. В результате массообмена между газом ГШ и нефтью в контактных зонах залежей состав газа ГШ изменяется, а при прорывах газа ГШ в нефтяные скважины он смешивается с выделившимся РГ, образуя смесь – попутный нефтяной газ (ПНГ). В этих случаях затруднительно вести корректный раздельный учет объемов добычи газа ГШ и нефтяного газа, добываемых совместно через нефтяные скважины.

На примере Пяяхинского месторождения, расположенного в Западной Сибири и эксплуатирующегося с 2016 г., рассмотрим особенности процесса разработки нескольких нефтегазоконденсатных залежей. На месторождении выделен 31 продуктивный пласт, из них 13 являются нефтегазоконденсатными. В промышленной разработке находятся 8 нефтесодержащих объектов, в том числе 6 – с газовыми шапками [1].

Согласно показателям разработки Пяяхинского месторождения, добыча ПНГ составляет 17–41% от добычи жидких углеводородов (ЖУВ) в пересчете на тонну условного топлива (ТУТ) (рис. 1). Также важно отметить соотношение объемов добычи газа газовой шапки и ПНГ: в среднем доля добычи газа ГШ составляет 41% от общей добычи ПНГ. Основными по добыче являются нефтегазоконденсатные пласты ПК18, БУ6/1 и БУ9.

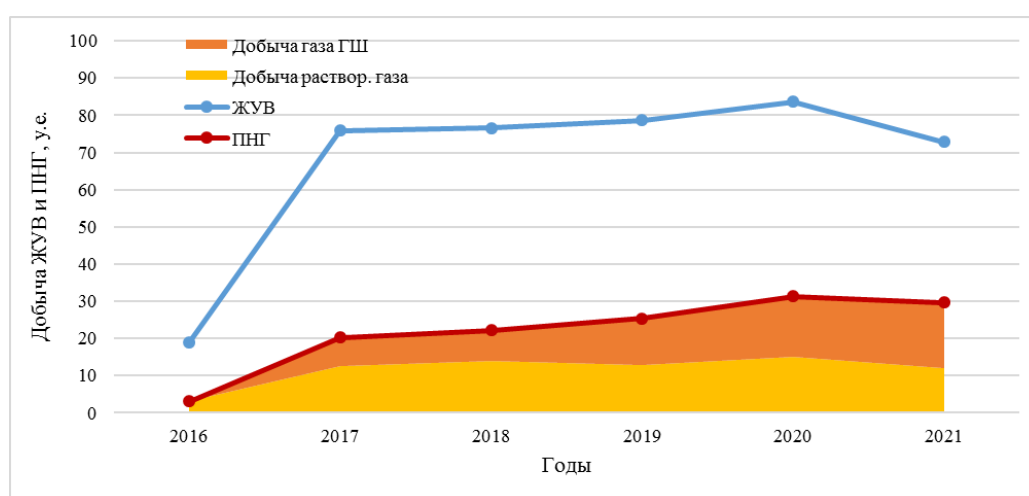


Рис. 1. Добыча жидких и газообразных углеводородов Пяяхинского месторождения в пересчете на ТУТ

Пласт ПК18 – объем запасов газа газовой шапки составляет 33% от суммарных запасов залежи. В промышленную разработку объект введен в 2016 г., разбурен на 72% от утвержденного проектного фонда, однако основные запасы объекта вовлечены.

Пласт БУ6/1 – объем запасов газа газовой шапки составляет 27% от суммарных запасов залежи. В промышленную разработку объект введен в 2017 г., на дату анализа разбурен на 54%.

Пласт БУ9 – объем запасов газа газовой шапки составляет 24% от суммарных запасов залежи. В промышленную

разработку объект введен в 2019 г., при этом разбуренность объекта –28%.

Представленные для анализа объекты находятся как на первом этапе (БУ9), так и на втором этапе разработки (БУ6/1 и ПК18). Ниже представлено распределение добычи газа и жидких углеводородов с выделением долей прорывного газа ГШ и растворенного газа. Из представленных графиков добычи ЖУВ и ПНГ видно, что на данных эксплуатационных объектах преобладает добыча газа (рис. 2). При этом добыча газа газовых шапок превышает добычу растворенного газа в среднем на 78%.

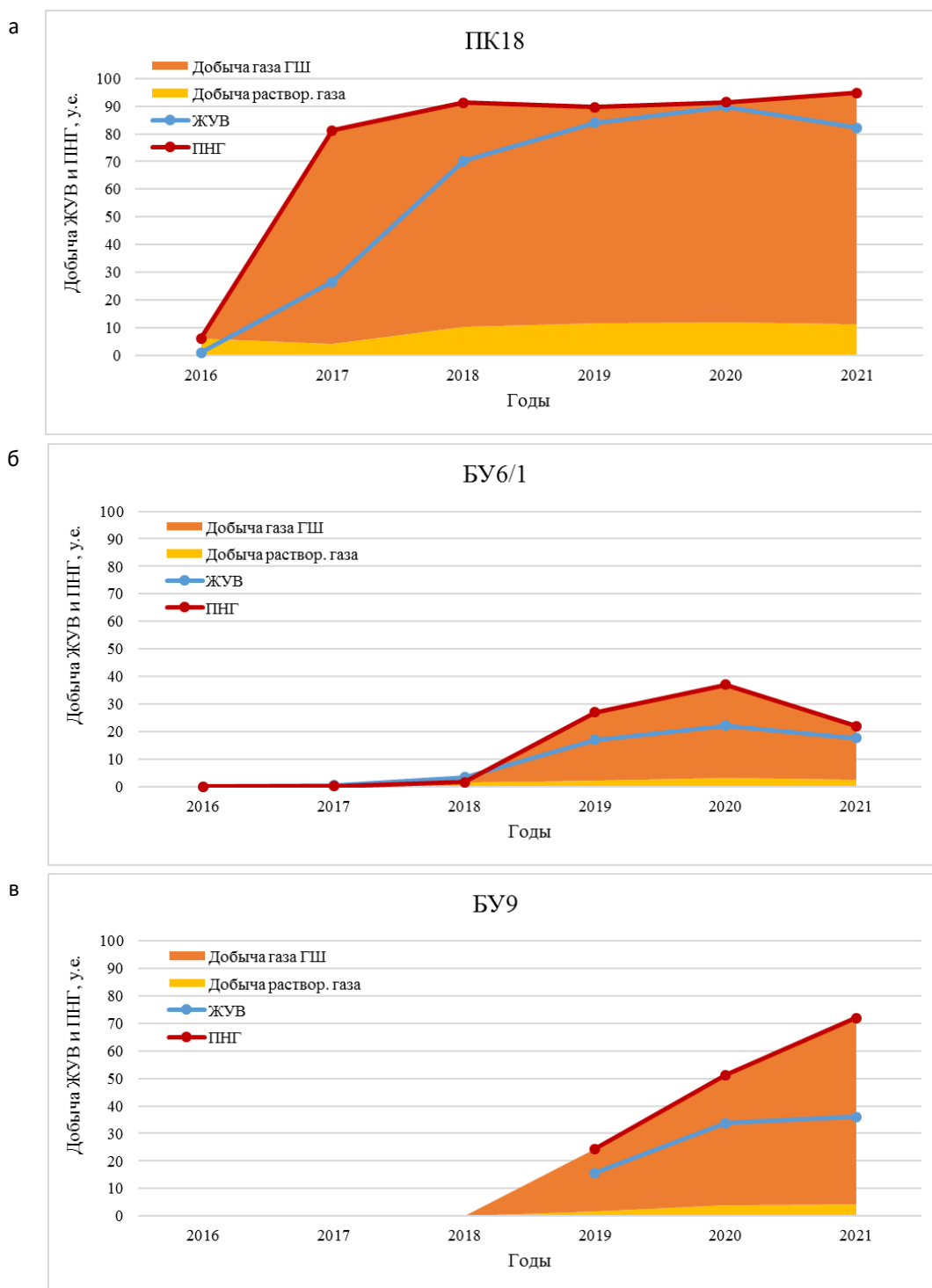


Рис. 2. Добыча жидких и газообразных углеводородов на эксплуатационных объектах Пякяинского месторождения: а – ПК18, б – БУ6/1, в – БУ9

Таким образом, из представленных данных видна значительная доля добычи газа по объектам с газовой шапкой, следовательно, для корректного последующего прогноза

и оценки технико-экономической эффективности разработки необходимо понимание степени вовлечения в разработку газа газовой шапки и растворенного газа.

Рассмотрим детально распределение газовых факторов по скважинам данных объектов (показаны разноцветными кривыми, соответствующими номерам скважин, на рис. 3). При достижении значения газового фактора выше начального газосодержания нефти можно определить начало добычи газа газовой шапки. Данные графики показывают, что в

большинстве скважин газовый фактор превышает газосодержание, что подтверждает наличие прорывного газа по исследуемым объектам. Однако при давлениях ниже давления насыщения нефти газом, растворенным в нефти, может происходить накопление газа в призабойной зоне пласта, что также способно привести к увеличению добычи газа.

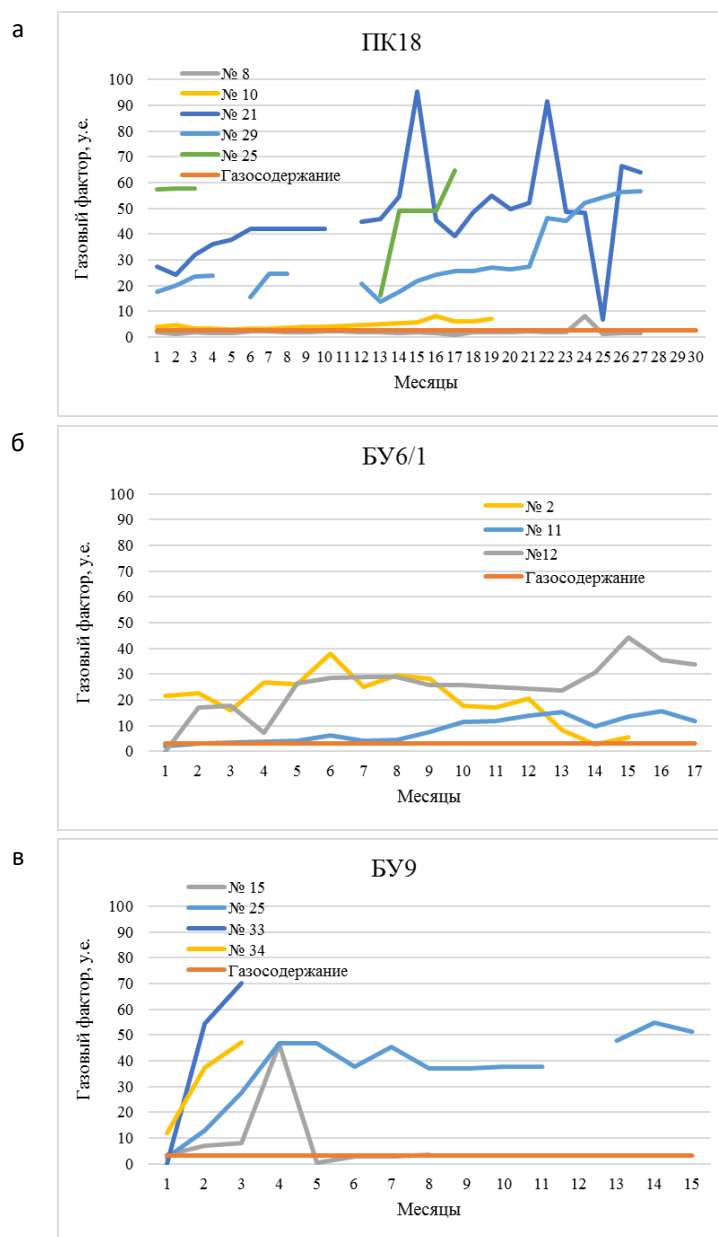


Рис. 3. Газовый фактор добываемой продукции по скважинам объектов: а – ПК18, б – БУ6/1, в – БУ9

Таким образом, для выделения в общем объеме добываемого ПНГ доли растворенного газа и газа газовой шапки необходимо использовать их исходные газоконденсатные характеристики и составы.

Пробы газа ГШ и растворенного в нефти газа отбираются на устье скважин при оптимальных технологических режимах их работы. Составы газов определяются хроматографическим методом.

Компонентный состав газа ГШ и РГ исследуемых пластов представлен на рис. 4.

Газы рассматриваемых пластов относятся к категории жирных. Сероводород в составе газа ГШ и РГ не обнаружен. Компонентный состав газа ГШ по пластам БУ6/1 и БУ9 является усредненным по группе пластов ввиду недоизученности, при дальнейших расчетах параметров он не используется.

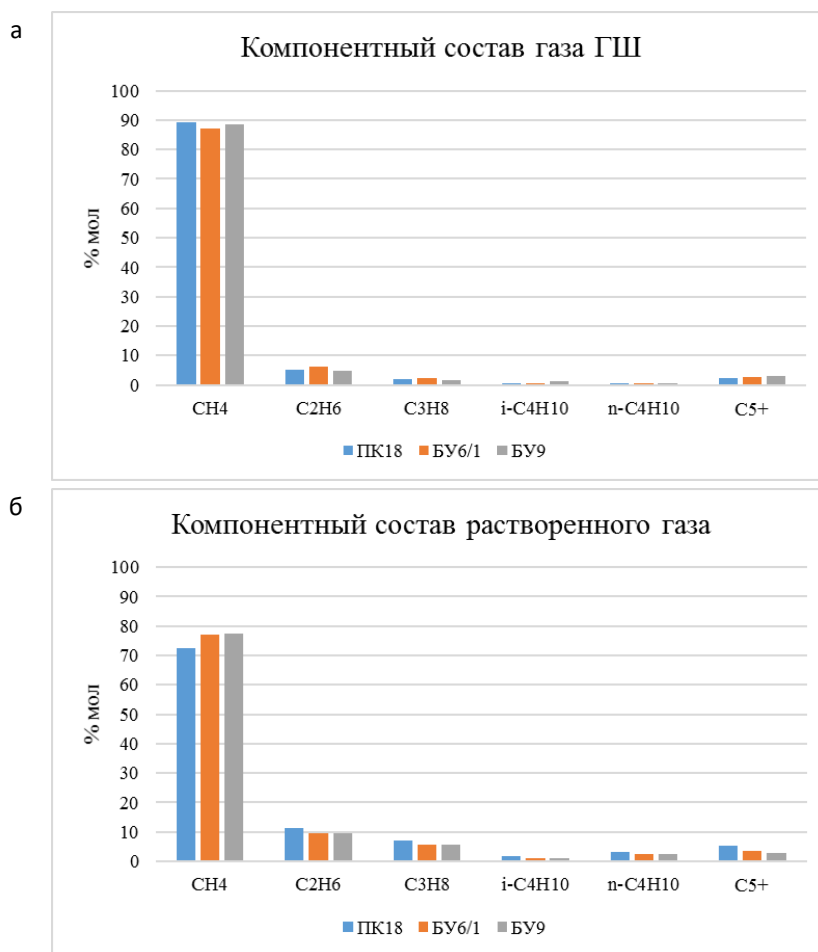


Рис. 4. Компонентный состав пластов газа ПК18, БУ6/1 и БУ9:
а – газовых шапок, б – растворенного газа

Углеводородные газы, как правило, представляют собой смеси газов, состоящие из предельных углеводородов с формулой C_nH_{2n+2} . При нормальных условиях углеводородный ряд от метана до бутана находится в газообразном

состоянии, остальные углеводороды – в жидком. Но с увеличением давления начинают происходить фазовые изменения компонентов. Так, например, пропан и бутан переходят в жидкое состояние.

Природный газ газовых и газоконденсатных месторождений (свободный газ) в основном состоит из метана (более 85–90%) и незначительного количества других углеводородных компонентов. Также в составе может присутствовать азот, углекислый газ, сероводород, водяные пары и редкие газы.

Растворенный газ представлен углеводородами парафинового ряда от метана до гексана включительно. Из неуглеводородных компонентов основным является азот, содержание которого может достигать 50%. Главной особенностью углеводородного состава растворенного нефтяного газа является низкое содержание метана и соответственно высокое содержание высокомолекулярных углеводородов.

Для определения типа насыщающего пласт флюида используется ряд признаков, отличающих газовые залежи от газоконденсатных и газоконденсатные от нефтяных. У газов газоконденсатных залежей отношение концентраций этана C_2 и пропана C_3 меньше по сравнению с газами чисто газовых залежей, но больше, чем у нефтяного флюида:

$$\left(\frac{C_2}{C_3}\right)_г > \left(\frac{C_2}{C_3}\right)_{гк} > \left(\frac{C_2}{C_3}\right)_н,$$

где индексы: г – газовая залежь; гк – газоконденсатная залежь; н – нефтяная залежь.

Как показано в [2], газы газовых месторождений примерно в 70% случаев характеризуются соотношением

$$\left(\frac{C_2}{C_3}\right) > 3.$$

Для нефтяных залежей лишь в 1% случаев данный показатель превысил значение 3.

Также в качестве еще одного критерия для определения насыщения залежи используется отношение:

$$\frac{i-C_4}{n-C_4},$$

где $i-C_4$ – изобутан;

$n-C_4$ – бутан.

Для газовых месторождений данный показатель колеблется в пределах 0,9–1,05. Для попутного газа и газовых шапок нефтяных и газоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой данное отношение составляет 0,5–0,8.

Коротаев Ю.П., Степанова Г.С., Критская С.Л. [3], проведя исследования по 60 разнотипным месторождениям и залежам с использованием статистических методов, пришли к заключению, что наиболее четкое определение насыщения залежи осуществляется с использованием комплексного коэффициента Z :

$$Z = A + B,$$

$$A = \frac{C_2}{C_4},$$

$$B = \frac{(C_1 + ГУ)}{ПУ},$$

где ГУ – газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан); ПУ – парообразные углеводороды (пентан и высшие).

В табл. 1 приводится градация значений коэффициента Z в зависимости от насыщения залежи.

Таблица 1

Зависимость комплексного коэффициента Z от насыщения залежи

Насыщение залежи	Величина Z
Газовое (Г)	> 450
Газоконденсатное без нефтяной оторочки (ГК)	80–450
Газоконденсатное с малой нефтяной оторочкой (ГКмН)	60–80
Газоконденсатное с нефтяной оторочкой (НГ)	15–60
Нефтегазоконденсатное (НГК)	7–15
Нефтяное (Н)	< 7

Используя перечисленные выше методические подходы для определения насыщения на основе компонентного состава углеводородов, были выполнены расчеты по данным исследований скважин в пластах ПК18, БУ6/1 и БУ9.

Результаты определения начальных значений параметров C_2/C_3 , iC_4/nC_4 и Z до запуска скважин в промышленную эксплуатацию представлены в табл. 2 и на

рис. 5. На графиках пунктирными линиями обозначены границы значений параметров для определения насыщения на основе обобщенных данных [3]. Сплошными линиями на графиках обозначены границы параметров для смешанного типа насыщающего пластового флюида (нефтегазоконденсатного) на основе осредненных составов адресных пластов Пякяхинского месторождения.

Таблица 2

Результаты расчетов параметров по данным исследований скважин до начала разработки

№ скважины	Рассчитываемый параметр		
	C_2/C_3	iC_4/nC_4	Z
Объект ПК18			
Газ ГШ	2,8	0,9	91,5
Растворенный газ	1,6	0,6	35,7
17	2,3	0,4	79,4
22	1,9	0,9	82,0
25	1,8	0,9	51,1
27	2,8	0,9	90,2
Объект БУ6/1			
Растворенный газ	1,7	0,5	52,8
5	2,4	0,9	52,3
5	2,2	0,8	50,7
11	2,7	0,4	73,2
11	2,6	0,5	79,3
11	2,3	0,6	98,1
Объект БУ9			
Растворенный газ	1,7	0,5	65,4
11	2,5	0,5	77,6
11	2,7	0,5	77,0
11	2,4	0,5	62,6

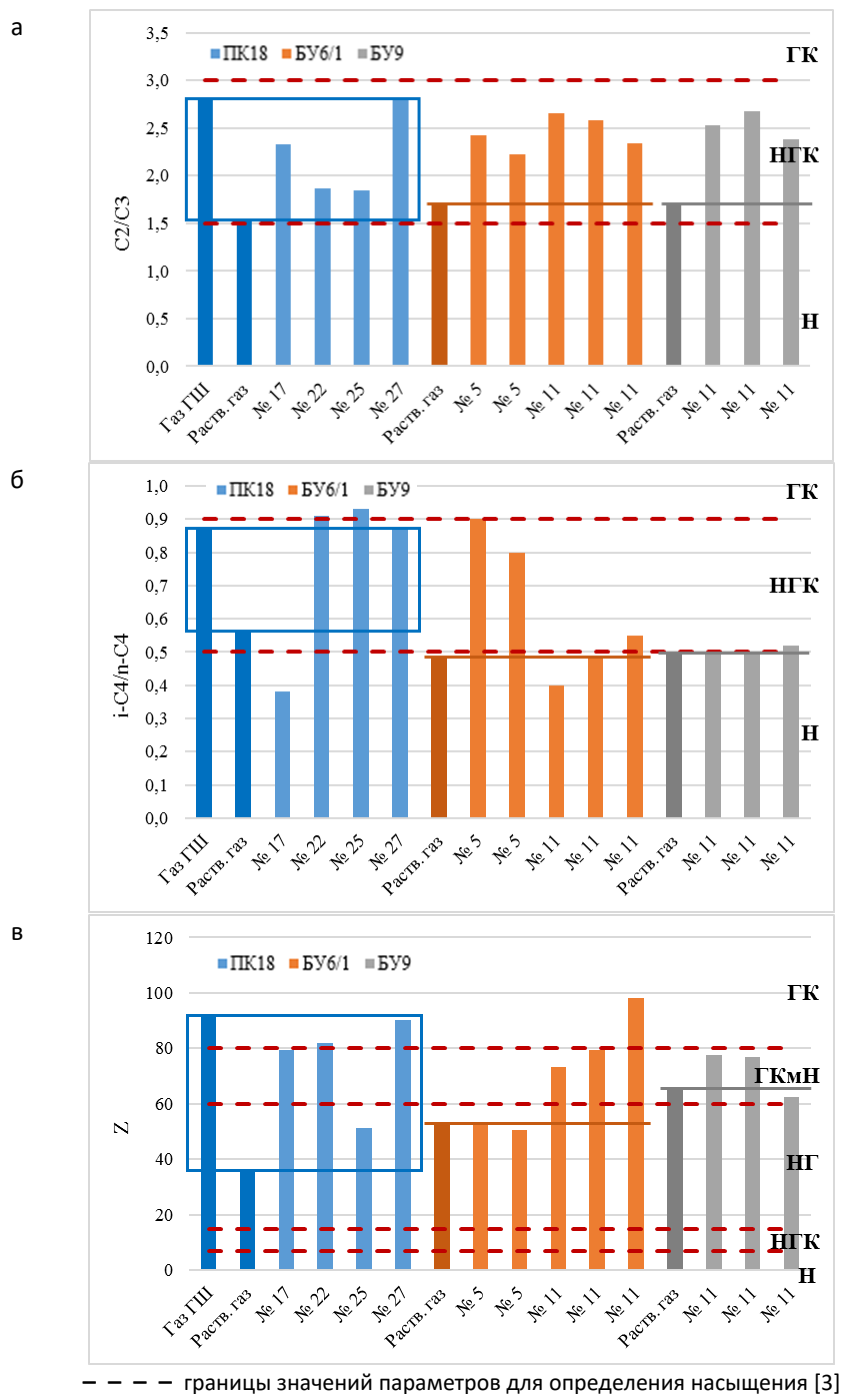


Рис. 5. Результаты расчетов параметров по данным исследований скважин до начала разработки: а – C₂/C₃, б – iC₄/nC₄, в – Z

По результатам проведенных расчетов и учитывая имеющиеся данные о геологическом строении пластов, отметим:

Пласт ПК18 – по всем трем параметрам выделяется нефтегазоконденсатный тип насыщения, по комплексному параметру Z для трех проб из четырех преобладает

насыщение газом. Сравнивая полученные результаты с имеющимися данными поинтервальных испытаний в разведочных и эксплуатационных скважинах, можно утверждать о достоверности определения характера насыщения по указанным выше параметрам.

Следует отметить, что по замерам на сепараторе на скважинах № 27 и № 22 действительно наблюдается наибольшее количество газа и значительно меньшее – ЖУВ в сравнении с данными других скважин, этот же результат заметен в приведенных выше параметрах.

Пласт БУ6/1 – по параметрам пластового флюида скважины № 5 тип насыщения определяется как нефтегазоконденсатный, по скважине № 11 – изменяется от нефтяного до нефтегазоконденсатного, в одном случае по параметру Z отмечается преобладание насыщения газом. При подробном изучении хронологии испытаний и запуска скважин в эксплуатацию отмечается низкая достоверность результатов исследований скважины № 5 (проводились исследования свыше 15 лет назад и их результаты расходятся с большинством актуальных) и, напротив, подтверждаются результаты исследований скважины № 11. Определение разных типов насыщающего пластового флюида по расчетам параметров для скважины № 11 объясняется различными интервалами испытаний, причем самый верхний интервал определяется по параметру Z как газовый. По совокупности геолого-промысловых данных в настоящее время в данной залежи определена газовая шапка небольшого объема.

Пласт БУ9 – исследования выполнены по одной скважине, по всем трем параметрам выделяется нефтегазоконденсатный тип насыщения, который согласуется с данными эксплуатации скважин, так как в большинстве случаев наблюдается повышенный газовый фактор. Тем не менее, требуется продолжить изучение объекта, в том числе выполнить дополнительный отбор и анализ проб газа.

Следует отметить, что определение типа насыщающего пластового флюида для объектов разработки по указанным выше параметрам имеет достаточно высокое согласование с эксплуатационными характеристиками. Такой анализ целесообразно применять на различных этапах изученности геологического строения, а также в рамках текущего контроля разработки. Для этого в программу работ необходимо включать регулярный отбор и физико-химический анализ проб газа по фонду добывающих скважин.

По истечении четырех лет разработки в 2021 г. по трем действующим скважинам наиболее изученного объекта разработки ПК18 Пякяхинского месторождения для определения принадлежности к видам газов (растворенный или газ ГШ) по его компонентному составу выполнен отбор и исследование устьевых проб газожидкостной смеси. Пробы отобраны в проточные пробоотборники из газовой части трубного сепаратора при рабочих условиях установки АСМА-Т.

В табл. 3 и на рис. 6 представлены результаты расчетов исследуемых параметров на основе компонентного состава газа пласта ПК18 на начальный период до запуска в эксплуатацию и за 2021 г.

При анализе состава газа проб скважин № 21 и № 25 отмечено низкое содержание метана (50–66%), а содержание азота значительно выше (1,2–3,4%), чем в начальных составах как растворенного, так и пластового газов, равного в среднем 0,2%. Пробы признаны искаженными и не рекомендовались к использованию. Тем не менее, на основе компонентного состава данных проб были рассчитаны вышеуказанные параметры (см. табл. 3 и рис. 6).

Таблица 3

Результаты расчетов параметров по данным исследований скважин объекта ПК18 в процессе разработки

№ скважины	Рассчитываемый параметр		
	C_2/C_3	iC_4/nC_4	Z
Осредненный начальный состав газа по залежи			
Газ ГШ	2,8	0,9	91,5
Растворенный газ	1,6	0,6	35,7
Начальный состав газа по скважинам			
17	2,3	0,4	79,4
22	1,9	0,9	82,0
27	2,8	0,9	90,2
25	1,8	0,9	51,1
Текущий состав газа по скважинам			
25	1,5	0,8	50,8
29	1,8	0,8	134,7
21	1,8	0,8	107,1

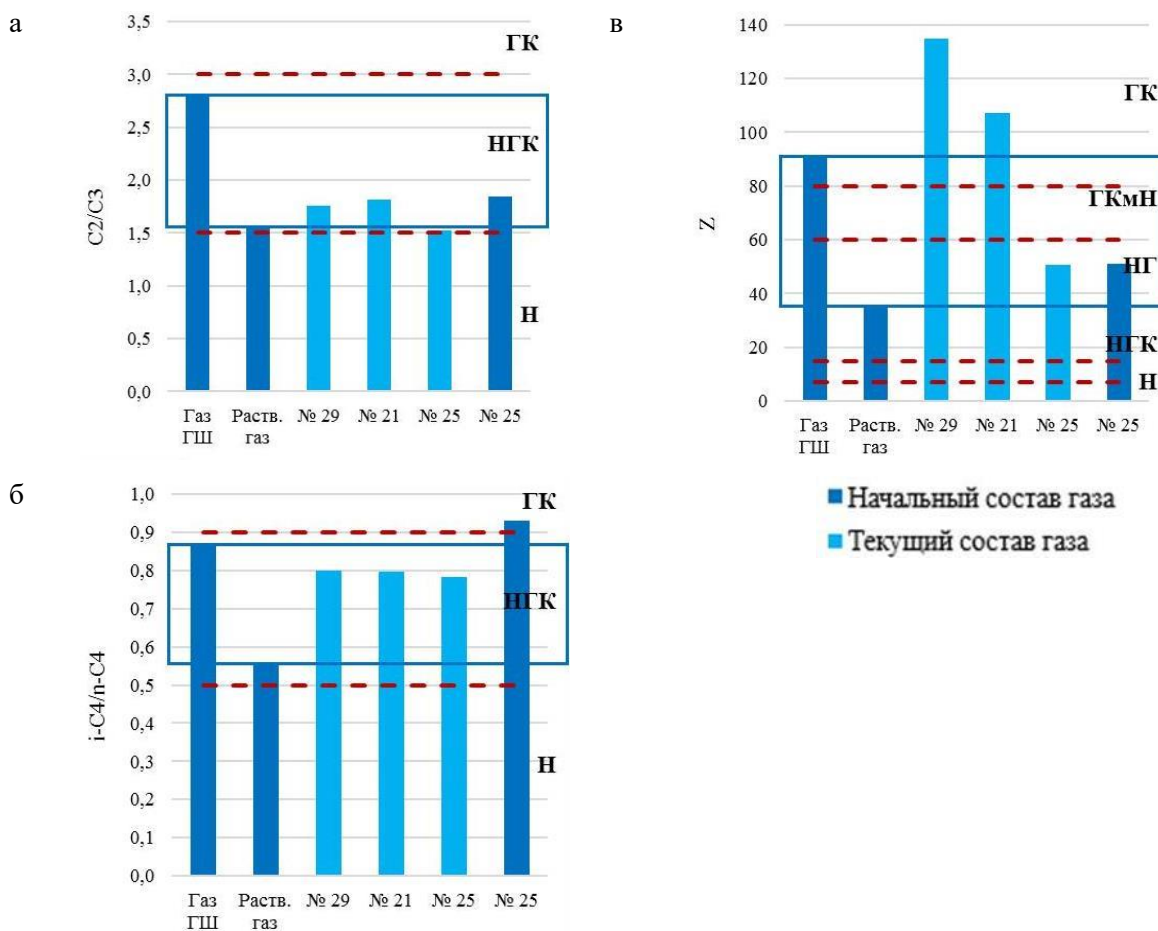


Рис. 6. Результаты расчетов параметров а – C_2/C_3 , б – iC_4/nC_4 , в – Z, по данным исследований скважин объекта ПК18 в процессе разработки

Также на графике приведены расчетные параметры по составу пробы газа скважины № 25, отобранной до запуска в эксплуатацию объекта разработки. Сравнение начальных и текущих параметров скважины № 25 указывает на снижение объема газа с течением разработки, что не соответствует фактическим показателям разработки и подтверждает некорректность пробы.

Таким образом, требуется обеспечить необходимые для кондиционного отбора проб условия: очистка установки перед каждым отбором пробы, обеспечение стабильного режима работы скважины перед и во время отбора пробы, герметичность ячейки после отбора пробы до поступления в лабораторию и т.д.

Проба из скважины № 29 имеет средний состав между начальными составами пластового и растворенного газов (см. табл. 3 и рис. 6). Таким образом, искажения состава в пробе отсутствуют, что определяет возможность ее использования для дальнейших расчетов. Рассчитанные параметры C_2/C_3 , iC_4/nC_4 указывают на смешанное насыщение продукции – нефтегазоконденсатную смесь, параметр Z – на значительное содержание прорывного газа в продукции. Газовый фактор по данной скважине в настоящее время имеет максимальное значение (см. рис. 3), что подтверждает выводы на основе расчетных параметров. Таким образом, текущие значения расчетных параметров по скважине № 29 являются корректными и могут быть использованы для последующей количественной оценки газа ГШ [4].

Выводы

1. На Пяяхинском месторождении в промышленной эксплуатации находятся шесть объектов разработки с газовой шапкой, для скважин данных объектов актуальным является определение типа добываемой продукции, в том числе принадлежность газа к растворенному либо газу газовых шапок.

2. Выполнен расчет параметров C_2/C_3 , iC_4/nC_4 и Z по компонентным составам газа из скважин до запуска их в эксплуатацию, выявлено соответствие методически определенного типа добываемого пластового флюида фактическим данным эксплуатации скважин.

3. В добывающих скважинах наиболее изученного объекта разработки ПК18 выполнен анализ отобранных устьевых проб, определен компонентный состав газа и рассчитаны параметры для определения типа добываемого углеводородного флюида.

4. Расчетные параметры, полученные по кондиционной пробе газа, согласуются с текущими показателями эксплуатации, для последующей количественной оценки доли газа газовой шапки в общем потоке газа на устье скважины.

5. Для получения корректных результатов определения компонентных составов продукции скважин на сепараторе необходимо тщательное соблюдение условий отбора проб и обеспечение герметичности пробоотборников при отборе проб и лабораторных исследованиях.

Литература

1. *Зайцев А.В., Солянов С.А., Мавлетдинов М.Г.* Подходы к разработке и мониторингу нефтесодержащих и газоконденсатных объектов Пякяхинского месторождения // Инженерная практика. 2018. № 3. С. 81–84.
2. *Ермаков В.И., Зорькин Л.М., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И.* Геология и геохимия горючих газов: Справочник / Под ред. И.В. Высоцкого. М.: Недра, 1990. 315 с.
3. *Кортаев Ю.П.* Избранные труды: В 3 т. / Под ред. Р.И. Вяхирева. М.: Недра, 1999. Т. 2. 476 с.
4. *Солянов С.А., Мавлетдинов М.Г., Зайцев А.В.* Создание алгоритма покомпонентного распределения добычи жидких углеводородов и газа на основе обработки промышленной отчетности по скважинам // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 10. С. 58–62.

Assessment of the type of reservoir fluid extracted from wells of a gas and oil deposit by the component composition of gas samples

M.G. Mavletdinov

LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia
E-mail: Mikhail.Mavletdinov@lukoil.com

Abstract. The article considers determination of the type of extracted gas from wells of oil and gas deposits on the basis of the analysis of data on component structure. The rated parameters are used for the comparative assessment of gas compositions prior to development and during the operation of wells. The received results of research will be used by the author for the subsequent quantitative assessment of gas production of different type.

Keywords: oil and gas condensate deposit, gas cap, gas production, disruptive gas, component composition of hydrocarbons, gas test.

Citation: *Mavletdinov M.G.* Assessment of the type of reservoir fluid extracted from wells of a gas and oil deposit by the component composition of gas samples // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 162–174. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art12> (In Russ.).

References

1. *Zaytsev A.V., Solyanov S.A., Mavletdinov M.G.* Approaches to development and monitoring of oil and gas condensate facilities of the Pyakyakhinskoye field // Engineering Practice. 2018. No. 3. P. 81–84. (In Russ.).
2. *Ermakov V.I., Zorkin L.M., Skorobogatov V.A., Staroselsky V.I.* Geology and geochemistry of combustible gases: Reference book / Ed. by I.V. Vysotsky. Moscow: Nedra, 1990. 315 p. (In Russ.).
3. *Korotayev Yu.P.* Selected works: In 3 vols. / Ed. by R.I. Vyakhyrev. Moscow: Nedra, 1999. Vol. 2. 476 p. (In Russ.).
4. *Solyanov S.A., Mavletdinov M.G., Zaitsev A.V.* Development of the algorithm of component-by-component distribution of liquid hydrocarbons and gas on the basis of processing of field reporting information by wells // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2014. No. 10. P. 58–62. (In Russ.).