

14. Zatsepina O. Y., Buffett B. A. Thermodynamic conditions for the stability of gas hydrate in the seafloor //Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 1998. – Т. 103. – №. B10. – С. 24127-24139.
15. Zerpa L. E. et al. Multiphase flow modeling of gas hydrates with a simple hydrodynamic slug flow model //Chemical Engineering Science. – 2013. – Т. 99. – С. 298-304.
16. Мельников В. П., Нестеров А. Н., Решетников А. М. ОБРАЗОВАНИЕ ПЕРЕОХЛАЖДЕННОЙ ВОДЫ ПРИ ДИССОЦИАЦИИ ГИДРАТОВ ПРОПАНА ПРИ $T < 270$ К //Доклады Академии наук. –, 2007. – Т. 417. – №. 2. – С. 217-220.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЛИНЕЙНОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.А. Самарин

Научный руководитель – старший преподаватель О.В. Носова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, благодаря современным тенденциям перехода к автономному энергообеспечению, большое распространение получили газопоршневые электростанции, использующие в качестве топлива попутный нефтяной газ. В основе их работы лежит принцип действия двигателя внутреннего сгорания. Двигатель внутреннего сгорания – это разновидность двигателя, в которой энергия топлива, сгорая в рабочей зоне, переходит в механическую работу. Но для таких установок нефтяной газ требуется обязательно и тщательно подготовить. Опыт эксплуатации показывает, что в ряде случаев их устойчивая работа наблюдается при пониженной мощности (60–70% номинальной) а, при работе газопоршневых электростанций на неподготовленном попутном газе наблюдается повышение нагрузки, что приводит к детонации и перегреву двигателей, вызывая аварийную остановку и наступление более раннего капитального ремонта [1].

Качество нефтяного газа, направляемого для питания газопоршневых электростанций, зависит от термобарических условий сепарации и качества сепарации нефти. Главной характеристикой топливного газа, поступающего на газопоршневые установки, является метановый индекс [2]. Требования к качеству топливного газа задают производители газопоршневых электростанций. На Линейном нефтяном месторождении используются установки марки Caterpillar G3516 и газопоршневой двигатель-генератор ГДГ-90. Рекомендованный диапазон характеристик газового топлива для данных установок представлен в таблице 1.

Таблица 1

Рекомендованный диапазон характеристик газового топлива для установок марки Caterpillar G3516 и газопоршневой двигатель-генератор ГДГ-90

Минимальное мольное содержание метана, %	70
Минимальный метановый индекс	52
Низшая теплота сгорания, МДж/м ³	30-36

Метановый индекс – это показатель, который характеризует способность газов к бездетонационному сгоранию. Он показывает объемное содержание метана в смеси метана и водорода, которая начинает детонировать при таком же сжатии, что и проверяемый газ. Величина индекса имеет нижний предел, ниже которого при эксплуатации газопоршневых электростанций не обеспечивается требуемая мощность.

На Линейном месторождении газ для газопоршневых электростанций отбирается на установке предварительного отбора газа, а также на первой и второй ступени сепарации. В ходе работы для определения компонентного состава газа после каждой ступени сепарации была построена модель установки подготовки нефти Линейного месторождения. Модель выполнена в программе Aspen HYSYS и показана на рисунке 1. Компонентный состав нефтяного газа после установки предварительного отбора газа, а также на первой и второй ступени сепарации представлены в таблице 2.

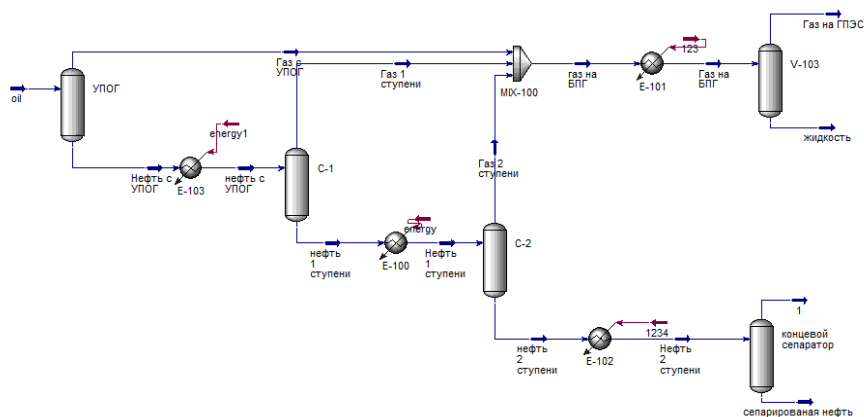


Рис.1 Модель установки подготовки нефти Линейного месторождения для определения компонентного состава газа после каждой ступени сепарации

Таблица 2

Компонентный состав нефтяного газа после установки предварительного отбора газа, а также на первой и второй ступени сепарации

Состав, параметры	Молярная концентрация, %					Нефть после сепарации
	Нефть пластовая	Газ на ступенях сепарации			Газ на ГПЭС	
		УПОГ	1 ступень	2 ступень		
CO ₂	0,51	2,07	2,14	2,77	2,28	0,01
N ₂	0,53	2,9	2,78	0,73	3,54	0,00
CH ₄	14,16	71,7	70,03	44,47	69,29	0,02
C ₂ H ₆	2,74	8,8	8,86	15,67	9,46	0,29
C ₃ H ₈	7,04	9,8	10,21	22,58	10,74	3,55
i-C ₄ H ₁₀	2,13	1,28	0,92	2,13	1,4	2,12
n-C ₄ H ₁₀	6,09	2,58	3,68	8,51	2,49	5,36
i-C ₅ H ₁₂	2,63	0,4	0,34	0,78	0,41	3,22
n-C ₅ H ₁₂	3,40	0,4	0,58	1,34	0,35	4,04
C ₆ H ₁₄ +высшие	60,77	0	0,46	1,02	0,06	81,39
Давление, МПа		0,6	0,55	0,3	0,2	
Температура, °С		15	15	25	30	
ДНП, КПа						20,11
Низшая теплота сгорания, МДж/м ³					32	

На основании данных по составам газов, полученных после сепарации при различных значениях давлений и температур 1 ступени сепарации, был произведен расчет метанового индекса для газа, направляемого на газопоршневые электростанции. Результаты расчетов приведены в таблице 3, а их зависимости на рисунках 2, 3. В настоящее время отсутствует единая методика расчета метанового индекса. В работе для расчета метанового индекса использовали методику Американского исследовательского института газа [3].

Таблица 3

Метановый индекс и молярная концентрация метана для газа, направляемого на питание газопоршневой электростанции при различных давлениях и температурах на первой ступени сепарации

P	0,3 МПа				0,4 МПа				0,5 МПа			
	T, °C	10	15	20	25	10	15	20	25	10	15	20
Метановый индекс	47,3	46,6	44,3	43,2	50,5	49,7	48,1	47,1	52,7	51,4	50,9	49,9
Молярное содерж. метана, д.ед.	0,51	0,5	0,49	0,47	0,64	0,63	0,62	0,6	0,69	0,68	0,67	0,66
P	0,6 МПа				0,7 МПа							
	T, °C	10	15	20	25	10	15	20	25			
Метановый индекс	55,3	54,6	53,2	52,8	57,1	56,8	55,3	53,9				
Молярное содерж. метана, д.ед.	0,72	0,71	0,71	0,705	0,74	0,73	0,73	0,72				

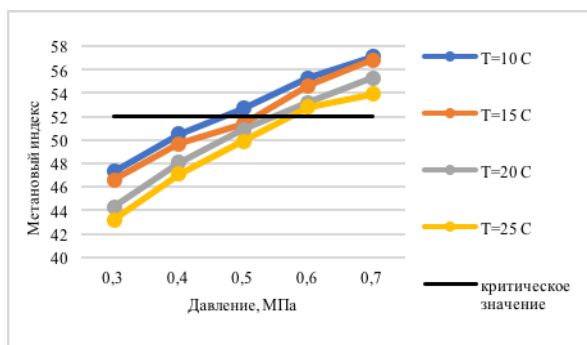


Рис.2 зависимость метанового индекса первой ступени сепарации Линейного месторождения от давления для температур 10, 15, 20, 25 °C

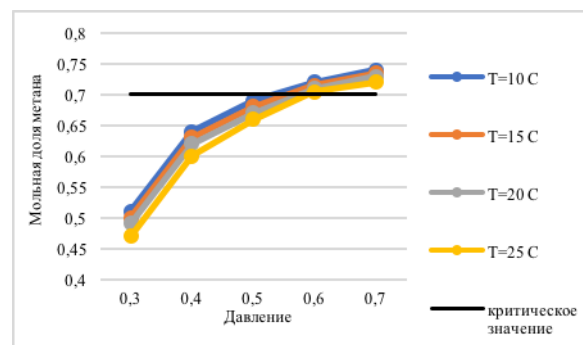


Рис.3 зависимость молярной доли метана первой ступени сепарации Линейного месторождения от давления для температур 10, 15, 20, 25 °C

Минимальная критическая величина метанового индекса составляет 52, а молярная доля метана 70%. Такая величина согласно расчетам, обеспечивается:

- При давлении сепарации 0,6, 0,7 МПа и температуре сепарации 10-25 °C;
- При давлении сепарации 0,5 МПа и температуре сепарации 10 °C.

Для исправной работы газопоршневой электростанции необходимо установить давление и температуру, при которых метановый индекс будет оставаться на уровне 54-56, а молярная доля метана будет более 70%. В этом

случае при температуре на первой ступени сепарации установки подготовки нефти Линейного месторождения от 10 - 15 °С, давление в аппарате должно быть не менее 0,6 МПа.

Литература

1. Тарасов М.Ю., Иванов С.С. Подготовка нефтяного газа для питания газопоршневых электростанций // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №2. – С. 46-49.
2. Щербатюк В.М. Промысловые установки подготовки топливного газа // Сфера Нефтегаз. – 2006. – №1.
3. Effect of Fuel Composition on the Operation of a Lean-Burn Natural Gas Engine/Clark, Nigel N., Mott, Gregory E., Atkinson, deJong, Remco J. and et. // Society of Automotive Engineers, Inc. – 1995.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: ВЫБОР ДЛИННЫ СКВАЖИНЫ

К.В. Синебрюхов

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С каждым годом уменьшается количество нефти, залегающей на месторождениях с большой проницаемостью, остаточная нефть остается в горизонтах с низкой проницаемостью, вводится в эксплуатацию все больше месторождений с низкопроницаемым коллектором. Для поднятия нефти, залегающей в низкопроницаемых коллекторах, на поверхность необходимо использовать эффективные технологии. Для данной проблемы такой технологией является многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) [3,6].

Технология многостадийного гидроразрыва пласта не новая, однако, на месторождениях Западной Сибири ее применения начались не так давно. Для данной технологии необходимо пробурить скважину с горизонтальным окончанием и провести на горизонтальном участке несколько стадий гидроразрыва пласта с определенным расстоянием между стадиями, тем самым получив рядом с горизонтальным участком ствола зону с большой проницаемостью, что позволит отбирать больше жидкости.

Однако не везде данная технология показывает желаемые результаты в виде положительной экономики и повышения дебита скважин. Успешность проекта зависит от изученности объекта разработки, правильного технологического выполнения бурения и проведения МГРП, выбора правильных параметров скважины и так далее. Одним из самых важных параметров при использовании многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальном участке скважины является выбор длины горизонтального участка [5].

Объект и метод исследования:

Для проведения исследования были выбраны скважины с горизонтальным стволом (в том числе боковые зарезки горизонтального ствола [2]) на которых были проведены две или более стадий ГРП. Скважины отобраны с 7 месторождений, расположенных в Западной Сибири, все скважины вскрывают продуктивные пласты Юрских отложений [4]. В выборке участвовали скважины с длиной горизонтального участка от 190 м до 880 м, количество стадий на данных скважинах от 2 до 7.

Все скважины, участвующие в исследовании, были классифицированы по:

1. Проницаемости
 - а) Скважины с проницаемостью меньше 10 мД (низкопроницаемый коллектор);
 - б) Скважины с проницаемостью больше 10 мД
2. Месту расположения
 - а) Краевая зона месторождения (Рисунок 1а)
 - б) Разрабатываемая зона месторождения (Рисунок 1б)

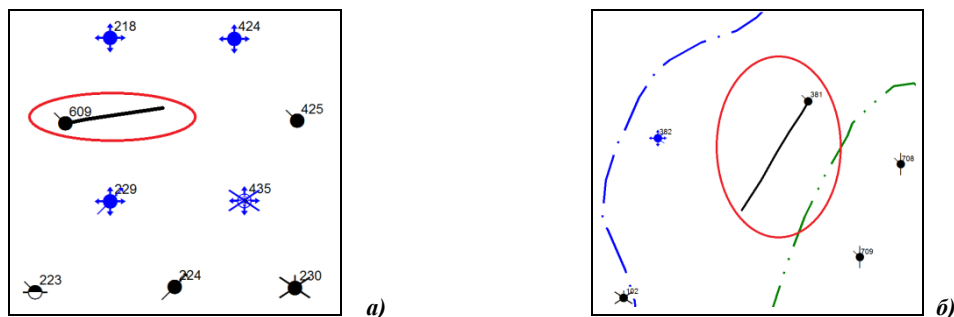


Рис. 1 Расположение скважины на месторождении: а) разрабатываемая зона, б) крайняя зона

Анализ полученных результатов:

На рисунке 2а и 2б показана зависимость дебита жидкости от длины горизонтального участка ствола скважины в краевой и разрабатываемой зонах эксплуатируемого месторождения. Для скважин, пробуренных в породе коллекторе с проницаемостью ниже 10 мД (см. рисунок 2а) при расположении скважины в краевой части