

**ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА
МЕСТОРОЖДЕНИЯ «М»**

И. Банчу

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цель данного исследования – расчет состава пластового газа и потенциального содержания C_{5+} , определение физико-химических характеристик дегазированного конденсата. Результаты получены на основе исследования проб нестабильного конденсата, газа сепарации, дегазированного конденсата.

Физико-химическое исследование пластового флюида проводилось на основе проб нестабильного конденсата, газа сепарации, дегазированного конденсата, полученных при промысловых исследованиях скважины X месторождения М. Промысловые газоконденсатные исследования скважины проведены с использованием передвижного тест-сепаратора, установленного на устье скважины, и являющегося частью комплекса для исследования и освоения скважин. Физико-химические, хроматографические исследования и обработка данных выполнялись в лаборатории с использованием средств измерений и испытательного оборудования совместно со специалистами ООО «ОЙЛТИМ Экосервис».

Для определения компонентного состава газов и конденсатов применялись три хроматографических аппаратно-программных комплекса «Хроматэк-Кристалл 5000.2» настроенных в зависимости от целей исследования пластового флюида. В данной лаборатории «Хроматэк-Кристалл 5000.2.» служит для определения:

- компонентного состава дегазированного конденсата методом имитированной дистилляции по ASTM D 2887-13.

- детального углеводородного состава дегазированного конденсата до C_{13} по ГОСТ Р 52714-2007.
- компонентного состава природного газа по ГОСТ 31371.7-2008.

Для разгазирования нестабильного газового конденсата использовалось следующее оборудование:

- газометр «VINCI TECHNOLOGIES» (Франция) объемом 10 000 см³;
- flash-сепаратор «VINCI TECHNOLOGIES» (Франция) с термостатируемой измерительной емкостью;
- двухплунжерный насос высокого давления «ЛН-800-100» (Россия);
- плотномер «ANTON PAAR 4500M» с внешней измерительной ячейкой высокого давления DMA HP (Австрия).

Основные результаты промысловых исследований с использованием малогабаритной термостатирующей сепарационной установки представлены в таблице 1, параметры комплекса для исследования и освоения скважин представлены в таблице 2.

Таблица 1

Результаты промысловых исследований на малогабаритной термостатируемой сепарационной установке

Режим / Степень открытия регулирующей задвижки, %	Параметры сепарации					P _{заб} ⁷ , МПа	Параметры на устье	
	P, МПа	T, °C	Q газа сепарации, м ³ /сут	Q нестабильного конденсата, см ³ /сут	Конденсатогазовый фактор по нестабильному конденсату см ³ /м ³		P, МПа	T, °C
Эксплуатационный / 37	4,57	17,7	1164,9	1025,4	0,880	12,3	10,6	23,5
1 режим / 23	4,41	2,1	1195,6	943,4	0,789	12,4	10,8	20,1
2 режим / 46	4,41	4,4	1133,4	822,7	0,726	12,3	10,4	24,0

Таблица 2

Параметры и результаты промысловых исследований на передвижном комплексе исследования и освоения скважин

Режим	P, МПа	P, кг/см ³	T, °C	Q газоконденсатной смеси, тыс.м ³ /сут
Эксплуатационный	9,24	94,2	19,8	221,410
1 режим	9,16	93,4	15,4	123,490
2 режим	9,24	94,2	21,0	264,878

На основе промысловых данных и лабораторных исследований было произведено обобщение результатов исследований пластового флюида на эксплуатационном режиме работы скважины. Основные результаты газоконденсатных исследований скважины X приведены в таблице 3.

**СЕКЦИЯ 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Таблица 3

Основные результаты промысловых исследований скважины X

Степень открытия регулирующей задвижки, %	37	23	46
Режим	Эксплуатационный	1 режим	2 режим
Дебит при стандартных условиях			
газа сепарации, м ³ /сут	1164,91	1195,61	1133,42
нестабильного конденсата, см ³ /сут	1025,45	943,43	822,71
Конденсатогазовый фактор (по нестабильному конденсату), см ³ /м ³	0,880	0,789	0,726
Свойства газа сепарации малогабаритной термостатируемой сепарационной установки			
	Эксплуатационный	1 режим	2 режим
молекулярная масса, г/моль	16,25	16,25	16,25
плотность при 20 °С, кг/м ³	0,676	0,676	0,676
молярная доля газа сепарации в пластовом газе	0,99988	0,99988	0,99989
Содержание C ₅₊			
на пластовый газ, г/м ³	2,208	2,108	1,908
на газ сепарации, г/м ³	2,209	2,108	1,909
на «сухой» газ, г/м ³	2,209	2,109	1,909
молярная доля «сухого» газа в пластовом газе	0,99954	0,99955	0,9996
молярное соотношение газа сепарации к «сухому» газу	1,00034	1,00033	1,0003
газосодержание нестабильного конденсата, м ³ /м ³	21,19	35,35	40,74

Результат расчета критических параметров газа сепарации и пластового газа представлен в таблице 4.

Таблица 4

Критические параметры газа сепарации и пластового газа скважины X

Степень открытия регулирующей задвижки, %	37	23	46	37	23	46	
Режим	Эксплуатационный	1 режим	2 режим	Эксплуатационный	1 режим	2 режим	
Флюид	Газ сепарации малогабаритной термостатируемой сепарационной установки			Пластовый флюид			
Плотность при 760 мм, и 20°С, кг/м ³	0,676	0,676	0,676	0,677	0,677	0,676	
Относительная плотность по воздуху	0,561	0,561	0,561	0,562	0,562	0,561	
Критические параметры							
Т _{кр}	°К	191,43	191,45	191,91	191,47	191,97	191,94
Р _{кр}	МПа	4,584	4,585	4,596	4,584	4,595	4,595
Условия сепарации							
Т _{сеп.}	°С	17,66	2,14	4,43	-	-	-
Р _{сеп.}	кгс/см ²	46,6	45,0	45,0			
Условия устья							
Т	°С	-	-	-	23,54	20,04	24,02
Р	кгс/см ²				107,8	110,32	105,87

В результате физико-химических исследований пластового флюида месторождения М произведен расчет состава пластового газа и потенциального содержания углеводородов C₅₊, определены физико-химические характеристики пластового флюида (таблица 5). С учетом результатов промысловых исследований выполнена математическая рекомбинация состава пластового газа, рассчитано потенциальное содержание углеводородов C₅₊ в составе пластового газа.

Таблица 5

Характеристика пластового флюида по режимам скважины X

Степень открытия регулирующей задвижки, %	37	23	46
Режим	Эксплуатационный	1 режим	2 режим
Содержание компонентов в пластовом флюиде, % мольн.			
Метан	98,773	98,763	98,780
Углеводороды C ₂ -C ₄	0,721	0,732	0,720
Азот	0,364	0,363	0,363
Углекислота	0,089	0,091	0,089
Гелий	0,007	0,007	0,007
Водород	0,000	0,000	0,000
Потенциальное содержание углеводородов C ₅₊ в составе пластового газа, г/м ³			
	2,208	2,108	1,908
Плотность дегазированного конденсата, кг/м ³			
	829,90	826,00	829,50
Молярная масса дегазированного конденсата, г/моль			
	161,91	156,87	160,72

Исследования состава пластового газа с помощью малогабаритной термостатируемой сепарационной установки показали, что содержание углеводородов C₅₊ в его составе меняется в зависимости от режима в диапазоне 1,91–2,21 г/м³. Лабораторное исследование дегазированных конденсатов показало незначительное расхождение в свойствах в зависимости от режима работы скважины.

ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ БАРАКАЕВСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**Н.С. Бельгесова, М.А. Казакова***Научный руководитель доцент М.В. Омелянюк**Армавирский механико-технологический институт (филиал)**Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия*

При выделении эксплуатационных объектов на Баракаевском месторождении учтены следующие основные геологопромысловые факторы, характеризующие особенности строения: диапазон нефте- и газонасыщенности по разрезу; глубины залегающих пластов; литологическая характеристика продуктивных отложений; число продуктивных пластов; положение ВНК и ГНК по пластам; совпадение залежей в плане; диапазон изменения коллекторских свойств; величина запасов нефти и газа по пластам, горизонтам; свойства нефти и газа по разрезу; режимы залежей, их возможное изменение; термобарические условия залежей; их продуктивность.

В результате в разрезе месторождения были выделены залежи нефти и газа, приуроченные к юрским отложениям: в келловейском ярусе – II горизонт, в бат-байосском ярусе – горизонты IIIa, IIIb и IIIг. При этом нефтегазонасыщенность двух последних горизонтов рассмотрена совместно, что связано с тем, что при проведении геологоразведочных работ, а также в процессе эксплуатации их объединяли в единый объект. Собственно, в качестве самостоятельных объектов эксплуатации данные залежи и находились в разработке. Таким образом, на месторождении выделено три эксплуатационных объекта – горизонты II, IIIa, IIIг.

На основе выполненного анализа разработки продуктивных отложений Баракаевского месторождения были построены трёхмерные геолого-гидродинамические модели в программном продукте «Eclipse 100» фирмы «Schlumberger», которые позволили сформировать следующие варианты дальнейшей разработки.

Вариант 1 «без изменений» – продолжение разработки без внесения изменений в существующую систему на смешанном режиме (естественный упруговодонапорный, замкнуто-упругий и растворённого газа).

Вариант 2 «мероприятия утверждённого ПТД без разбуривания газовых шапок» – в дополнение к Варианту 1 предусматривается выполнение мероприятий действующего ПТД без разбуривания газовых шапок.

Вариант 3 «полное извлечение запасов нефти и газовых шапок» – в дополнение к мероприятиям Варианта 2 предусматриваются дополнительные ГТМ, позволяющие достичь утверждённую нефтеотдачу с последующим разбуриванием и вводом в разработку газовых шапок.

Горизонт II.

Вариант 1 – продолжение разработки без внесения изменений в существующую систему на смешанном режиме (естественный упруговодонапорный и растворённого газа). Фонд скважин для бурения отсутствует. Общий фонд скважин – 58, в т. ч. 57 – добывающих нефтяных (из них 7 – действующих, 14 – наблюдательных, 36 – ликвидированных), 1 – газовая (в консервации). Накопленная добыча нефти – 1033 тыс. т, КИН – 0,403; Квгт – 0,649; Кохв – 0,621; ПСС – 17,2 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 412 млн. м³, КИГ – 0,436.

Вариант 2 – предусматривает мероприятия утверждённого ПТД без разбуривания газовых шапок. Бурение боковых стволов в наблюдательных скважинах – 4 скв.-опер. Общий фонд скважин – 58, в т. ч. 57 – добывающая нефтяная (из них 11 – действующих, 10 – наблюдательных, 36 – ликвидированных) и 1 – газовая (в консервации). Накопленная добыча нефти – 1077 тыс. т, КИН – 0,421; Квгт – 0,649; Кохв – 0,649; ПСС – 15,3 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 412 млн. м³, КИГ – 0,436.

Вариант 3 – в дополнение к мероприятиям Варианта 2 предусматриваются дополнительные мероприятия, позволяющие достичь утверждённой нефтеотдачи с последующим разбуриванием и вводом в разработку