

5. Рогачев М.К., Кондрашева Н.К. Реология нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 89 с.
6. Шрамм, Г. Основы практической реологии и реометрии. / Перевод с английского кандидата химических наук И.А. Лавыгина. Под редакцией чл.-корр. РАН профессора В.Г. Куличихина. – Москва: "КолосС", 2003. – 312 с.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ НЕСТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА ДЛЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ОТБИРАЕМЫХ ПРОБ

И.А. Банчу

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

К результатам газоконденсатных исследований предъявляются повышенные требования по информативности и достоверности оценки характеристик пластовых флюидов [2]. Цель данного исследования – определение давления насыщения нестабильного конденсата на основе двух проб-дублей нестабильного конденсата из скважины № 361 для последующей оценки качества отобранных проб нестабильного конденсата в условиях сепарации при газоконденсатных и газодинамических исследованиях.

Давлением насыщения нестабильного конденсата – называют давление, при котором газ начинает выделяться из конденсата. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нестабильного конденсата и растворенного газа, от их состава и пластовой температуры. Для проб нестабильного конденсата, отобранного из одной и той же залежи, давление насыщения часто бывает различным. Это связано с изменением свойств и состава конденсата и газа в пределах залежи. Давление насыщения и закономерности выделения газа изучаются в лаборатории по пробам нестабильного конденсата, отобраным с забоя скважин. Величину давления насыщения необходимо знать при разработке и эксплуатации газоконденсатных залежей, чтобы возможно дольше не допускать снижения пластового давления ниже давления насыщения во избежание выделения из конденсата растворенного газа и тем самым – перехода на работу залежи при менее эффективном газовом режиме.

При проведении эксперимента по определению давления насыщения нестабильного конденсата при температуре сепарации и при 15°C используется следующее оборудование:

1. Плотномер (анализатор плотности жидкостей) Anton Paar DMA 4500 M;
2. Ячейка для измерения плотности при высоком давлении и высоких температурах DMA HP;
3. Термостат жидкостный низкотемпературный «КРИО-ВТ-01»;
4. Поршневой контейнер КП-0600-700;
5. Двухплунжерный насос (насос лабораторный ЛН 800-100);
6. Контейнер жидкостный для хранения пробы.

На рисунке 1 изображен процесс измерения давления насыщения пробы нестабильного конденсата, отобранной со скважины № 361. Стрелки на рисунке указывают направление, по которому течет жидкость.

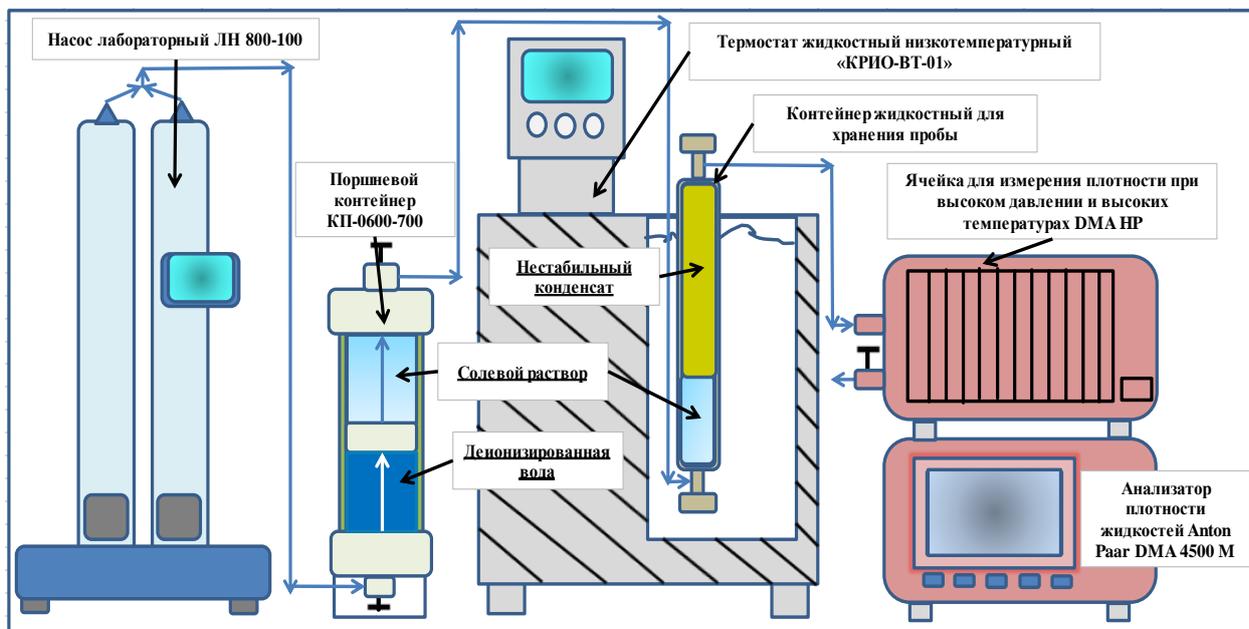


Рис. 1 Схема лабораторного оборудования для определения давления насыщения

Был проведён эксперимент по определению давления насыщения при температуре сепарации и при 15 °С по скважине № 361. В качестве средства измерения использовался плотномер Anton Paar DMA 4500 M с ячейкой высокого давления DMA HP и двухплунжерный насос ЛН-800-100. При поэтапном снижении давления по датчику

насоса фиксировалось количество жидкости, вытесненной из контейнера с пробой, на каждую ступень снижения давления. Плотномером фиксировалась плотность при каждом значении давления. За давление насыщения по показанию плотномера принималось давление, при котором показания плотности резко изменялись по отношению к предыдущему измерению, что свидетельствовало о возникновении второй фазы, что можно наблюдать на рисунке 2. Методика измерения плотности нестабильного газового конденсата изложена в СТО Газпром 5.11-2008 [1]. В качестве дополнительного средства измерения давления и количества убранный жидкости использовался двухплунжерный насос. При возникновении в контейнере второй фазы резко возрастало количество откачиваемой насосом жидкости на каждое значение изменения давления, что можно увидеть на рисунке 3. Согласно этим графикам за давление насыщения принимается последнее значение давления, лежащее на одной линии с предыдущими. Результаты эксперимента представлены в таблице.

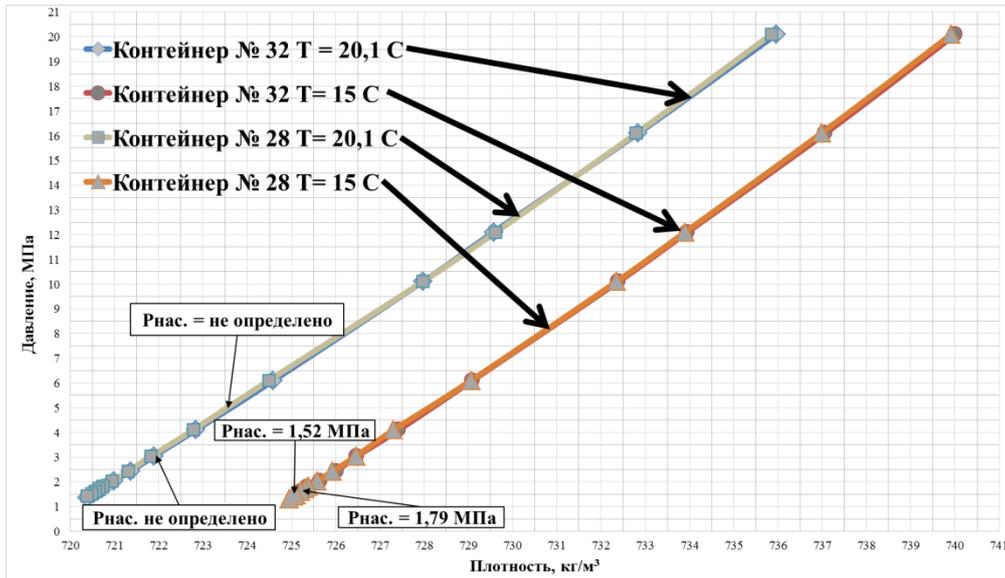


Рис. 2 Зависимость плотности нестабильного конденсата от давления скважины № 361

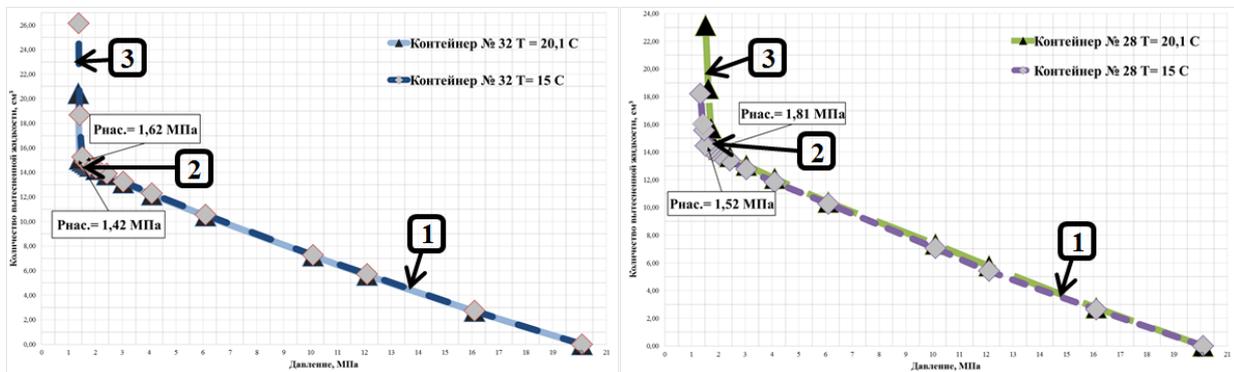


Рис. 3 Зависимости объема вытесненной жидкости от давления в пробах № 32 и 28

Таблица

Результаты экспериментального определения свойств нестабильного конденсата

Скважина, №	Контейнер, №	Нестабильный конденсат								
		$T_{сеп.}$	$P_{сеп.}$	$\rho$ при $T_{сеп.}$ и $P_{сеп.}$	$\rho$ при $P=10$ МПа и $T=15^\circ\text{C}$	Газовый фактор дегазации	$P_{нас.}$ (по насосу) при $15^\circ\text{C}$	$P_{нас.}$ (по плотномеру) при $15^\circ\text{C}$	$P_{нас.}$ (по насосу) при $T_{сеп.}$	$P_{нас.}$ (по плотномеру) при $T_{сеп.}$
		$^\circ\text{C}$	МПа	кг/м <sup>3</sup>	кг/м <sup>3</sup>	ст.м <sup>3</sup> /т	МПа	МПа	МПа	МПа
361	32	20,1	1,80	720,8	732,4	43,6	1,62	1,79	1,42	не определено
	28	20,1	1,82	720,7	732,4	44,4	1,52	1,52	1,81	не определено

При полном растворении газа в конденсате, изменение объема пробы будет происходить по линейному закону расширения жидкости. По мере выделения газа, образующаяся бинарная система становится всё более сжимаемой и наклон линии 3, соответствующий этому процессу, будет резко отличаться от наклона линии 1. Точка

пересечения этих линий (точка 2, рисунок 3), которые в определенном диапазоне изменения давления можно считать прямыми, и будет соответствовать давлению насыщения.

В ходе проведенных экспериментов в лаборатории ООО «ИЦ ГазИнформПласт» по определению давления насыщения при температуре сепарации и при 15 °С отобранных проб со скважины № 361 получены зависимости плотности нестабильного конденсата и объема вытесненной жидкости от давления. У пробы № 32 давление насыщения оказалось ниже давления сепарации при температуре сепарации. Возможно, на промысле температура сепарации была измерена некорректно, либо имело место нарушение технологии пробоотбора. Из этого следует, что проба не прошла оценку качества. По результатам проведенного эксперимента давление насыщения пробы № 28 соответствует давлению сепарации, проба прошла оценку качества.

#### Литература

1. СТО Газпром 5.11-2008 Конденсат газовый нестабильный. Общие технические условия.
2. Шарипов А.Ф., Волков А.Н. Система контроля и оценки качества газоконденсатных исследований скважин / Вести газовой науки. – 2016. – № 4. – С. 173–180.

### **ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА К ПОВЫШЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА НЕОДНОРОДНЫХ ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВ**

**Э.Б. Бахтияров**

Научный руководитель - ассистент А.М. Шагиахметов

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия*

Нефтегазовый комплекс является важнейшим элементом всего топливно-энергетического комплекса России. Он обеспечивает более 70% потребления первичных энергоресурсов в стране, 60% их производства и является главным источником налоговых поступлений государства. Между тем основные континентальные месторождения углеводородов России, расположенные в Западной Сибири, постепенно истощаются. Начиная с 1994 года приросты разведанных запасов не компенсируют добычу. Параллельно с этим рост промышленного сектора экономики сопровождается увеличением потребности в топливе и химическом сырье. Именно по вышеуказанным причинам, наряду с освоением континентального шельфа с его огромными запасами углеводородов, одним из приоритетных направлений нефтегазовой промышленности в последние годы является повышение нефтеотдачи пластов истощающихся месторождений Западной Сибири.

В настоящее время наиболее распространенным методом поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях является заводнение. Широкому внедрению воды в качестве агента для поддержания пластового давления способствовали такие обстоятельства, как легкость реализации технологии и высокая доступность агента. Однако, одной из наиболее распространенных проблем, связанных с закачкой воды в пласт, является преждевременное обводнение скважинной продукции и как следствие неравномерная выработка запасов в неоднородных, сложно построенных коллекторах. К примеру, на большинстве нефтяных месторождений Западной Сибири существует проблема преждевременного обводнения добывающих скважин, вызванная высокой неоднородностью коллекторов по проницаемости. Как показывает опыт, преждевременное обводнение в первую очередь связано с прорывом фронта закачиваемой воды к добывающим скважинам по высокопроницаемым пропласткам (при высокой слоистой неоднородности) или же по каналам низкого фильтрационного сопротивления (для коллекторов с развитой системой трещин как техногенного, так и природного происхождения). При этом значительные запасы нефти в низкопроницаемых зонах остаются не вовлеченными в процесс разработки, что сказывается негативно на коэффициент извлечения нефти (КИН).

Для увеличения нефтеотдачи пластов, которые характеризуются вышеописанными проблемами, широкое распространение получили методы воздействия на пласт, направленные на вовлечение в разработку ранее недренируемых или слабодренируемых зон пласта. Далее будет рассмотрена эффективность совместного применения наиболее распространенных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), основанных именно на дововлечении ранее не участвующих в фильтрации запасов в разработку. В их число вошли потокоотклоняющие технологии (ПОТ) и гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) [1]. Данные методы получили наибольшее распространение в России, так как являются относительно недорогими и простыми в реализации. Что же касается таких методов ПНП, как полимерное, кислотное или щелочное заводнение и закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ), то они не нашли широкого применения в отечественной нефтяной промышленности в силу своей капиталоемкости и сложности, а также низкого эффекта на поздней стадии разработки. Также стоит отметить, что последняя группа методов ПНП не получила особого распространения на месторождениях Западной Сибири в виду того, что она характеризуется низкой эффективностью в условиях высокой неоднородности коллекторов по проницаемости: полимеры из-за своих физических и реологических свойств зачастую не попадают в низкопроницаемые пропластки и их эффективность резко снижается при наличии высокопроницаемых каналов, а ПАВ и другие химические реагенты воздействуют в основном уже на промытые ранее водой участки пласта, не вовлекая в разработку нефтенасыщенные слабодренируемые зоны.

В случаях, когда преждевременное обводнение скважин и неравномерная выработка запасов нефти связаны в первую очередь с неоднородностью пласта по проницаемости, эффективность применения тех или иных технологий ПНП определяется такими критериями, как монолитность и расчлененность пласта.