

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

© А.А.Фейзуллаев, Э.Б.Велиева, Г.Г.Мамедова, 2013

**ОБ ИЗМЕНЕНИИ СВОЙСТВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ
В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ИХ ЗАЛЕЖЕЙ**

А.А.Фейзуллаев, Э.Б.Велиева, Г.Г.Мамедова

*Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье дан обзор мирового опыта наблюдений за изменением свойств углеводородных флюидов на длительно разрабатываемых месторождениях, приведены результаты анализа промысловых данных по месторождению Гага Абшеронского нефтегазоносного района Азербайджана, а также изменения состава и свойств газа и конденсата на pVT-установке в процессе дифференциального снижения давления. В результате обобщения и анализа всей этой информации делается вывод относительно характера изменения свойств углеводородных флюидов в процессе разработки нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений.

Введение. Обзор состояния проблемы

В процессе разработки большинства залежей нефти и газа свойства добываемой продукции в той или иной степени изменяются. Это может происходить вследствие как продвижения к забоям скважин новых порций нефти и газа из удаленных участков, характеризующихся иными свойствами этих флюидов, так и физико-химических изменений свойств нефтей и газов под влиянием внедряющейся в залежь воды. Однако одним из главных факторов, способствующих изменению свойств и фазового состояния углеводородов (УВ), является изменение в процессе разработки залежей пластовых давлений и температуры, приводящее к нарушению термодинамического равновесия в системе порода-флюид.

Мировой опыт показывает, что утяжеление нефтей в процессе разработки *нефтяных месторождений* является наиболее характерным случаем. Это может быть связано как с потерей легких фракций нефти при дегазации, вызванной падением пластового давления, так и с окислением нефти при взаимодействии ее с закачиваемыми или пластовыми водами. Не исключено появление более тяжелых нефтей из периферийных

приконтактных зон. Более тяжелая остаточная нефть может быть обусловлена и так называемым эффектом гидродинамической хроматографии – разделением нефти на легкие и тяжелые фракции и отставанием последних при движении (Быков, 1981).

В качестве примера можно привести месторождение Узень, в котором в период 1967–2002 гг. осуществлялся многостадийный процесс разработки. Вначале применяемый упругий режим разработки сменился режимом разгазирования пластовой нефти, который затем перешел в водонапорный режим, при котором выработка запасов осуществляется до настоящего времени (Нуршаханова, 2005).

Обводнение залежей при разработке с поддержанием пластового давления путем закачки воды сопровождалось снижением газосодержания и увеличением содержания асфальто-смолистых веществ из-за процесса окисления нефти закачиваемой водой, содержащей до 10 мг/л кислорода.

Установлено также, что нефть, оставшаяся на дренированных участках, за 30-летний период разработки месторождения Узень претерпела более существенные изменения в сравнении с нефтью на недренированных или слабодренированных участках (Нуршаханова, 2005).

В серии работ (Сорокин, Сорокин, 2001; 2003; 2004; Сорокин и др., 1998;1999) отражено влияние процесса разработки залежи на значения физико-химических свойств добываемой нефти месторождений Западной Сибири. Анализируя немногочисленные данные исследований свойств пластовой нефти, авторам удалось получить результаты, которые в определенной мере освещают проблему изменения компонентного состава продукции нефтяных скважин в процессе их эксплуатации.

Так, было установлено закономерное изменение во времени в нефтяном газе содержания азота и диоксида углерода. Однако закономерного изменения в содержании других компонентов нефтяного газа в исследуемый период разработки месторождений не было установлено (Сорокин, Сорокин, 2004).

На рис. 1 приведены примеры, характеризующие изменение во времени содержания отдельных углеводородных компонентов подвижной нефти по скважинам пласта П₁ Северо-Даниловского месторождения. Исследовался компонентный состав проб нефти на скважинах, эксплуатировавшихся фонтанным способом в безводный период, дебиты скважин составляли 80-120 т/сут. Диапазоны изменения физико-химических свойств глубинных проб нефти следующие: газосодержание – 45-122 м³/т, плотность подвижной нефти при пластовых условиях – 658-793 кг/м³, молярная масса – 108-148 кг/кмоль, динамическая вязкость – 0,9-1,63 мПа*с, давление насыщения нефти газом – 4,7-16 МПа (Сорокин, Сорокин, 2005).

В результате анализа полученных данных установлено, что наибольшие изме-

нения происходят у абсолютных значений метана и суммы компонентов С₆₊. Содержание метана за период исследований в подвижной нефти уменьшается с 38 до 23%, а суммы компонентов С₆₊ за это время по этим скважинам возрастает: с 51 до 62%. Абсолютные значения концентрации этана, пропана, суммы бутанов и суммы пентанов изменяются в меньшей степени.

Таким образом, результаты анализа свойств нефти по исследованному фонду скважин в безводный период их эксплуатации позволили установить, что техногенное воздействие на нефтяную залежь приводит к изменению компонентного состава подвижной нефти. Причем в процессе разработки содержание метана в составе подвижной нефти уменьшается, содержание этана, пропана, суммы бутанов, суммы пентанов меняется незакономерно и по абсолютной величине незначительно, содержание суммы компонентов С₆₊ закономерно растет. Содержание диоксида углерода в процессе разработки залежи имеет тенденцию к возрастанию, а свободного азота – к снижению.

Одним из факторов, определяющих изменение физико-химических свойств нефти в процессе разработки залежи, являются процессы, спровоцированные техногенным воздействием на пласт с целью увеличения его нефтеотдачи. Техногенные процессы выводят нефть из состояния термодинамического равновесия с породой, пластовой водой и т.д. К техногенным методам воздействия на пластовую нефть можно отнести, например, закачку в пласт воды, водяного пара, ПАВ и др.

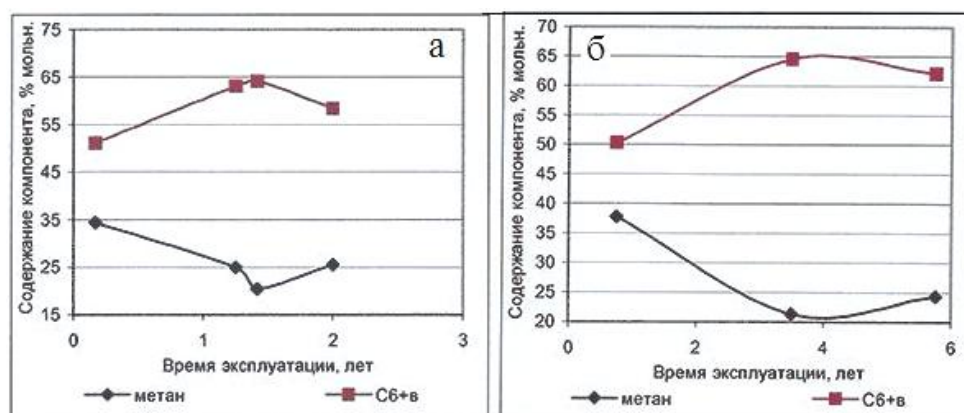


Рис. 1. Содержание углеводородных компонентов в пробах нефти скв. 6183 (а) и скв. 6205 (б) Северо-Даниловского месторождения

С началом гидродинамического воздействия на пластовую нефть она неизбежно разделяется на две составляющие: подвижную нефть, которая может быть добыта в процессе разработки залежи, и остаточную нефть, которая остается в залежи в силу различных причин. Пластовая нефть выходит из начального состояния термодинамического равновесия, характеризующегося определенными значениями внутренней энергии системы пластовая жидкость – поверхность коллектора; между подвижной и остаточной составляющими пластовой нефти начинаются процессы перераспределения компонентов (Сорокин, 2004; Шерстюк, 2011).

К изменению состава нефти и растворенного газа в процессе разработки при нагнетании в пласт воды приводит также избирательное растворение ряда компонентов в воде (Быков, 2001; Проблемы освоения..., 2003).

Для месторождений, в которых нефти содержат большое количество парафина, выделение растворенного газа вследствие снижения пластового давления, как и снижение пластовой температуры вследствие закачки холодной воды, могут привести к выделению парафина из растворенного состояния в свободную твердую фазу. Результат этого процесса — уменьшение содержания парафина в добываемой нефти и снижение ее плотности. Выпавший в пласте парафин приводит к резкому ухудшению условий фильтрации нефти и снижению коэффициента нефтеотдачи.

Тепловая обработка забоев скважин и тепловые методы воздействия на нефтяные пласты с парафинистой нефтью обычно приводят к увеличению содержания парафина в добываемой продукции (<http://www.kazedu.kz/referat/183823>).

Процессы подземной дегазации, вызванные снижением пластового давления ниже давления насыщения нефти газом, приводят к изменению состава *попутно добываемого газа*. В соответствии с особенностями растворимости газов в нефти при снижении пластового давления в залежи первыми переходят в свободную газовую фазу наименее растворимые азот и метан, затем при еще большем снижении давления освобождаются этан, пропан, бутан и др., а в конечной стадии дегазации — углекислота и сероводород. Поэтому попутные газы могут особенно резко изме-

нить свой состав при разработке залежи в режиме истощения. Увеличение содержания CO_2 в составе попутного газа может быть вызвано его выделением не только из нефти, но и из водорастворенного газа. Рост содержания CO_2 за счет его выделения из пластовых вод проявляется при сильном обводнении продукции на заключительной стадии разработки (Быков, 2001).

Изменение содержания метана в попутном газе было установлено в процессе разработки Туймазинского месторождения (Шейх-Али и др., 1999). По одной информации содержание метана в газе к более поздней стадии разработки уменьшается, по другой — возрастает (Шейх-Али, Юлбарисов, 2003).

В нефтяных залежах с газовой шапкой, содержащей много газоконденсата, при снижении давления конденсат выпадает в жидкую фазу и смешивается с нефтью, в результате чего добываемая жидкая продукция характеризуется постепенным уменьшением плотности и увеличением выхода светлых фракций.

При разработке чисто *газовых залежей* обычно не наблюдается сколько-нибудь существенных изменений содержания основных его компонентов. Только на заключительных стадиях отбора газа при резко сниженном пластовом давлении его состав несколько обогащается компонентами, ранее находившимися в растворенном состоянии в погребенной и пластовой водах, например, двуокисью углерода и сероводородом. В связи с высокой растворимостью этих газов в воде их общее количество в погребенной воде может превышать запасы в свободной фазе, и при большом снижении пластового давления выделение этих газов из воды приводит к заметному возрастанию их содержания в составе добываемого газа. В частности, содержание сероводорода к концу разработки некоторых газовых залежей увеличилось в 2-4 раза (<http://www.kazedu.kz/referat/183823>).

Следует также учитывать, что в пустотном пространстве коллекторов многих газовых залежей помимо погребенной воды содержится связанная нефть, в которой кислые компоненты газов (CO_2 и H_2S) также хорошо растворяются. Поэтому связанная нефть газовых залежей может быть дополнительным

источником обогащения газов углекислотой и сероводородом на заключительной стадии разработки (Чаловский, 2000).

По мере освоения больших глубин увеличивается количество открываемых газоконденсатных месторождений в условиях высоких давлений и температур (Zhang, Wheaton, 2000; Vo, Horne, 2011).

Газоконденсатные флюиды отличаются по поведению от обычных газов, особенно для слабопроницаемых пород-резервуаров.

Газовый конденсат в пластовых условиях представляет собой однофазный флюид. Он состоит главным образом из метана и его короткоцепочечных гомологов, но также содержит длинноцепочечные компоненты. При определенной температуре и давлении этот флюид разделяется на две фазы: газ и жидкость, которую называют ретроградным конденсатом.

Из мировой практики известно, что большинство газовых и газоконденсатных месторождений разрабатывается в режиме истощения пластовой энергии (Катц и др., 1965; Грищенко и др., 1982; Абасов, Оруджалиев, 1989 и др.). Когда давление в резервуаре уменьшается и проходит через точку росы, формируется жидкая фаза, количество которой увеличивается с падением давления. Система достигает точки ретроградного конденсата, однако в связи с тем, что давление продолжает уменьшаться, жидкость повторно испаряется (Fan et al., 2005).

Результаты исследований, выполненных С. Shi (2009) и Н.Х. Vo, R.N. Horne (2011), показывают, что газоконденсатный состав, являясь функцией фазовой характеристики и цикла продуктивности, в течение истощения залежи изменяется значительно.

Изменение состава флюида в резервуаре – это результат комбинации свойств конденсатной фазы и относительной проницаемости пород. Эта комбинация приводит к тому, что тяжелые компоненты концентрируются в выпавшей жидкости, в то время как состав мигрирующей газовой фазы становится легче (Shi, 2009).

Изменение со временем состава газоконденсатной смеси вблизи скважины показали и теоретические модели Н.Р. Zhang и Р. J. Wheaton (2000).

Числовое моделирование (Roussennas, 2001) также показало, что из-за разницы в миграционной способности газовой и конденсированной фаз (эффект относительной фазовой проницаемости) состав жидкости изменяется. В конечном итоге состав смеси около ствола скважины становится более богатым тяжелыми компонентами (Vo, Horne, 2011).

Количество жидкой фазы зависит не только от температуры и давления, но и от состава флюида. Сухой газ имеет незначительное содержание тяжелых компонентов для образования жидкости в резервуаре и даже вблизи ствола скважины.

Существование двухфазного флюида в газоконденсатной залежи и эффект относительной фазовой проницаемости могут вызвать изменение таких физических свойств жидкостей, как поверхностное натяжение, вязкость и т.д. (El-Banbi et al., 2000).

Изменения состава газоконденсатной смеси наблюдались на многих месторождениях (Shi, 2009; Vo, Horne, 2011 и др.). В качестве примера на рис.2 показано изменение компонентного состава в устье двух скважин на газоконденсатном месторождении Кекейя в Китае (Shi, 2009). Как следует из этого рисунка, в течение добычи давление понижалось, тяжелые компоненты выпадали из газоконденсатной смеси. В результате содержание метана у ствола скважины увеличилось, а сумма тяжелых УВ – уменьшилась.



Рис. 2. Изменение компонентного состава газоконденсатного флюида в двух скважинах (K233-а и K243-б) месторождения Кекейя, Китай (Shi, 2009)

Хотя изменения состава газоконденсатной залежи в процессе ее разработки наблюдались на многих месторождениях, однако их природа в литературе рассматривается очень редко (Vo, Horne, 2011).

В связи с этим является актуальным всестороннее изучение механизма фазовой конденсации системы в процессе дифференциального снижения давления в условиях, близких к пластовым.

Результаты исследований

В Азербайджане специальный мониторинг за изменением физико-химических свойств и фазового состояния углеводородов в процессе разработки месторождений практически не проводился.

Авторы статьи, используя имеющуюся информацию по нефтегазовому месторождению Галя на Абшеронском полуострове, разработка которого началась в 1932 году, рассмотрели изменение во времени (данные на 1935 и 1987 гг.) соотношения между газовой и жидкой фазами углеводородов (газового фактора).

Анализ показал, что со временем в процессе разработки месторождения текущие (на 1987 г.) значения газового фактора уменьшились относительно начальных (на 1935 г.) (рис.3).

Если рассматривать относительные значения газового фактора (отношения текущих значений к начальным) в зависимости от относительных значений пластовых давлений (рис.4), то можно отметить их обратную взаимосвязь: минимальным относительным значениям давления соответствуют максимальные относительные значения газового фактора.

В прогнозе изменения состава и свойств газа при разработке *газоконденсатной залежи* большое значение имеют экспериментальные исследования в условиях высоких температур и давлений.

Ниже приводятся результаты исследований по изменению состава и свойств газа и конденсата на pVT-установке в процессе дифференциального снижения давления. Эксперименты проводились на специально собранной установке, которая состояла из модели пласта, pVT-бомбы и вспомогательных узлов (Мамедова, 2010).

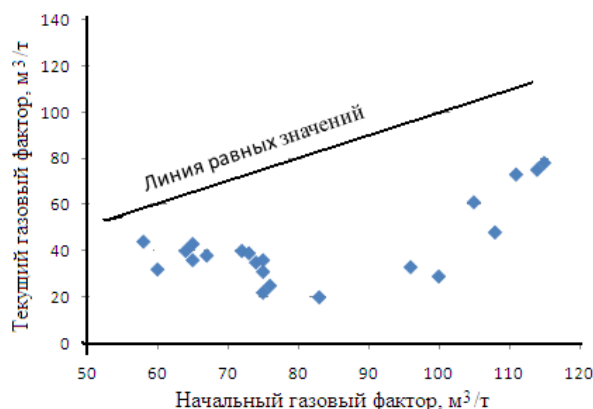


Рис. 3. График зависимости между начальными (на 1935 г.) и текущими (на 1987 г.) газовыми факторами на месторождении Галя

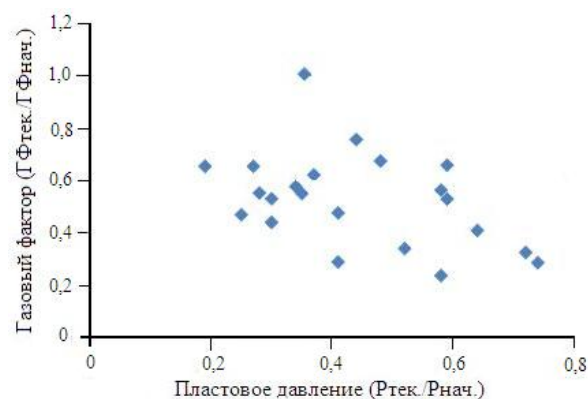


Рис. 4. Зависимость относительных величин газового фактора (отношения текущих значений к начальным) от относительных величин пластовых давлений на месторождении Галя (начальные данные относятся к 1935 г., а текущие – к 1987 г.)

Было проведено 25 экспериментов, в которых пористость пласта (m), количество остаточной воды (ϕ), температура пласта (t), плотность конденсата (ρ) изменялись соответственно в интервале: m – 0-40%; ϕ – 0-40%; t – 70-110°C; ρ – 720-800 кг/м³.

Эксперименты проводились по дифференциальному истощению газоконденсатной залежи, на каждой ступени снижения давления измерялись составы добываемых газов, состоящих из газов сепарации и дегазации (если их количество было достаточным для проведения физико-химических анализов). При этом вначале давление в системе поднималось выше давления начала конденсации, затем оно ступенчато снижалось от 30,0-24,0 до 12,0-6,0 МПа.

Анализ состава газов проводился по стандартной методике на серийном хроматографе марки ЛХМ-8 (Мамедова, 2010).

В таблице 1 приведены экспериментальные данные по составу и свойствам добываемого газа в процессе истощения газоконденсатной залежи.

Анализ данных таблицы показал, что падение давления сопровождается повышением содержания метана и этана в составе газа дегазации, и наоборот, уменьшением содержаний метана и C_{5+} в газе сепарации, что отражает динамическое равновесие УВ компонентов в системе жидкая-газовая фазы.

Наиболее контрастное изменение в составе газа дегазации и плотности УВ газов наблюдается при падении пластового давления до 15 МПа и ниже. Такое резкое изменение параметров УВ газа при падении ниже 15 МПа, по всей вероятности, связано с изменением соотношения между давлением насыщения и пластовым давлением – падением пластового давления ниже давления насыщения.

В таблице 2 приведены сведения о полученных экспериментальных данных на каждом шаге снижения давления при выполнении процесса дифференциального истощения залежи.

Таблица 1

Сведения о составе газов сепарации/дегазации при дифференциальном истощении газоконденсатной залежи

Ступени давления, МПа	30-25		25-20		20-15		15-10		10-5	
Состав газов	Сепарация	Дегазация	Сепарация	Дегазация	Сепарация	Дегазация	Сепарация	Дегазация	Сепарация	Дегазация
C_1	92,7	81,16	92,65	81,12	91,9	82,26	91,51	85,50	91,27	86,59
C_2	4,5	4,19	4,3	4,64	4,55	5,69	4,61	8,275	4,785	8,38
C_3	1,23	3,38	1,27	3,96	1,37	4,97	2,05	2,213	2,456	2,688
C_{4i}	0,28	2,08	0,36	2,17	0,46	1,17	0,42	1,061	0,449	0,224
C_{4n}	0,52	3,95	0,57	3,23	0,71	1,4	0,12	0,342	0,159	0,318
C_{5i}	0,12	1,65	0,16	1,72	0,16	1,62	0,21	0,776	0,123	0,279
C_{5n}	0,11	1,25	0,17	1,29	0,13	1,24	0,13	0,455	0,046	0,14
C_{6+}	0,05	1,86	0,07	1,35	0,07	1,14	0,04	0,973	0,008	0,801
CO_2	0,49	0,48	0,45	0,52	0,65	0,51	0,91	0,402	0,708	0,58
Плотность $кг/м^3$	0,732	0,981	0,734	0,902	0,741	0,902	0,740	0,797	0,745	0,789

Таблица 2

Сведения о полученных результатах при дифференциальном истощении залежи

Газоконд. фактор ($10^3 м^3/м^3$)	Ступени давления (МПа)	Колич-во добыв. конденсата ($10^{-6} м^3$)	Колич-во добыв. газа ($10^{-3} м^3/м^3$)	Газоконд. фактор ($10^{-3} м^3/м^3$)	Плотность добыв. конденсата ($кг/м^3$)	Колич-во оставшегося в бомбе PVT конденсата ($10^{-6} м^3$)	Колич-во оставшегося в бомбе PVT газа ($10^{-3} м^3$)	Отношен. добыв. конденсата к начальн. (%)	Газоконд. фактор в бомбе ($10^{-3} м^3/м^3$)
4,46	30-25	3,5	15,6	5,2	745,2	28,6	104,2	10,9	3,6
5,16	25-20	3,2	16,5	5,5	733,2	25,4	87,8	9,97	3,4
8,25	20-15	2,4	19,8	9,9	721,8	23,0	68	7,48	3,0
19,33	15-10	2,2	23,2	11,6	708,1	21,8	46,8	3,74	2,1
47,17	10-5	0,6	28,3	47,2	686,2	21,2	18,5	1,87	0,87

Как видно из таблицы 2, по мере снижения давления наблюдается рост количества добываемого газа и уменьшение количества добываемого конденсата и его плотности.

Более наглядно характер изменения параметров газоконденсатной смеси в процессе экспериментов просматривается на представленных ниже рис. 5-7.

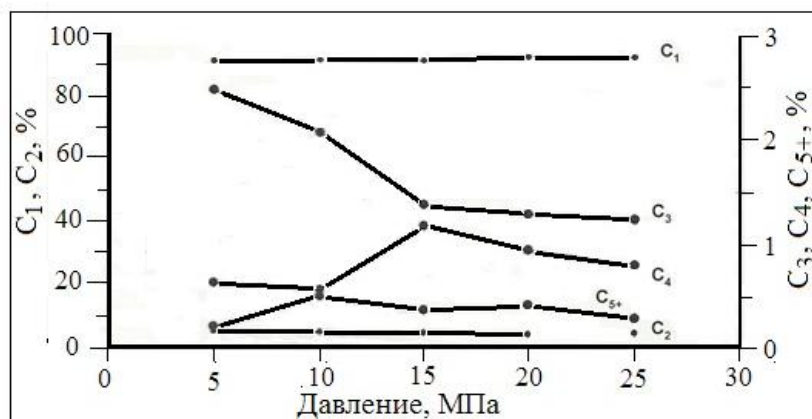


Рис. 5. Изменение углеводородного состава добываемого газа от давления в процессе дифференциального истощения газоконденсатной залежи

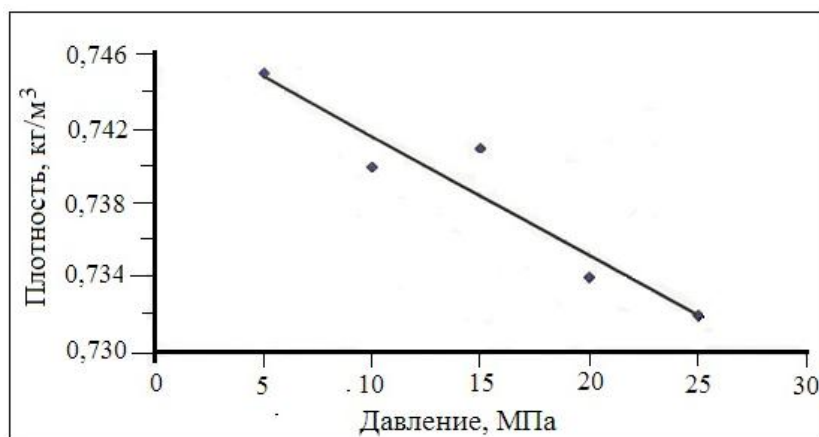


Рис. 6. Зависимость плотности добываемого газа от давления насыщения

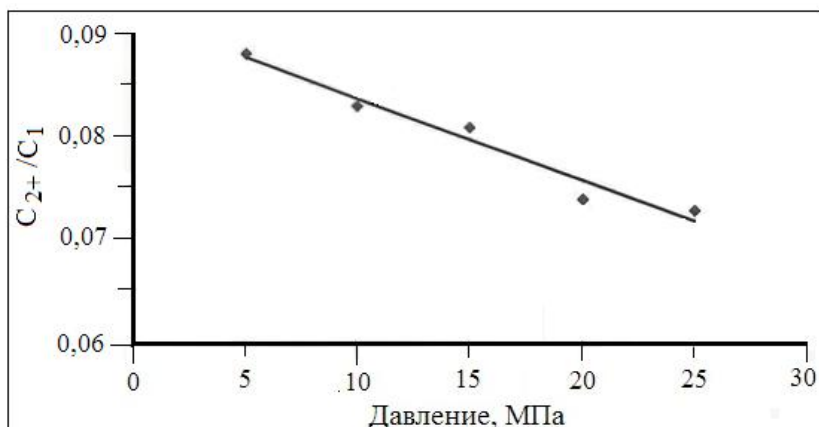


Рис. 7. Изменение коэффициента жирности (C_{2+}/C_1) от давления

Считается, что отношение конденсата к газу является важным индикатором гетерогенности резервуара, которая существенно влияет на продуктивность скважины (Zhang, Wheaton, 2000).

На рис. 8 показано изменение конденсатосодержания добытой смеси на различных шагах изменения давления в процессе дифференциального истощения газоконденсатной залежи. Из этого рисунка видно, что по мере падения давления в залежи конденсатосодержание добываемой смеси убывает.

Следует отметить, что за начальное значение конденсатосодержания в экспериментах принималось 200 г/м^3 или $267,83 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

На первом шаге при снижении давления от 30,0 МПа до 25,0 МПа конденсатосодержание газоконденсатной смеси уменьшается с 267,83 до 224,36 $\text{см}^3/\text{м}^3$. Очевидно, что это является следствием начала процесса конденсатовыделения из системы при давлении 30,0-25,0 МПа. В связи с тем, что в первую очередь конденсируются сравнительно более тяжелые углеводороды, плотность выделившегося (в резервуаре, скважине) конденсата увеличивается по сравнению с начальной его плотностью, в то время как плотность конденсата в добываемом газе по мере падения давления уменьшается (рис.9).

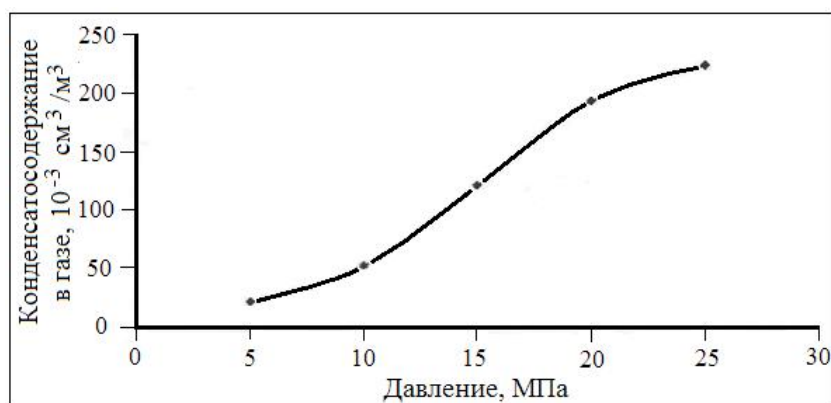


Рис. 8. Тенденции изменения конденсатосодержания в газе в зависимости от давления

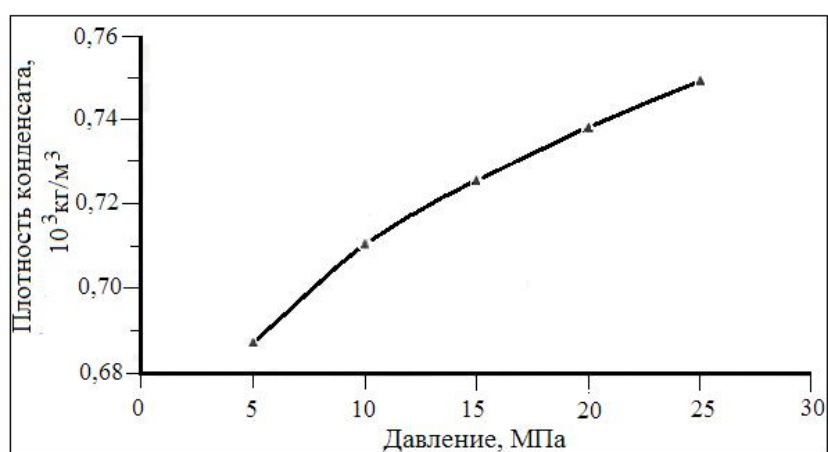


Рис. 9. Изменение плотности конденсата в добываемом газе в зависимости от давления

Заключение

Сбор, обобщение и анализ литературных данных, а также результатов проведенных экспериментальных исследований позволяют сделать нижеследующие основные выводы:

- наиболее характерное изменение свойств нефти в процессе разработки залежи – это снижение газосодержания и утяжеление остаточной нефти;

- нефть, оставшаяся на дренированных участках, претерпевает более существенные изменения в сравнении с нефтью на недренированных или слабодренированных участках;

- в нефтяных залежах с газоконденсатной шапкой при снижении давления конденсат выпадает в жидкую фазу и, смешиваясь с нефтью, приводит к постепенному уменьшению ее плотности и увеличению выхода светлых фракций;

- в попутном газе при разработке нефтяной залежи наблюдается закономерное изменение во времени содержания азота и двуокиси углерода;

- в процессе эксплуатации газоконденсатной залежи содержание легких УВ в газе возрастает, а более тяжелых – уменьшается; газоконденсатный фактор увеличивается, содержание конденсата и его плотность в добываемой смеси снижаются.

- при разработке чисто газовых залежей существенного изменения состава отбираемого газа, как правило, не наблюдается; увеличение в составе газа CO_2 и сероводорода может наблюдаться лишь на заключительных стадиях отбора газа.

- различные виды техногенного воздействия на пласт с целью увеличения продукции также приводят к изменению состава нефти за счет перераспределения компонентов между подвижной и остаточной ее составляющими.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., ОРУДЖАЛИЕВ, Ф.Г. 1989. Газогидродинамика и разработка газоконденсатных месторождений. Недра. Москва. 262с.
 БЫКОВ, Н.Е. (под ред.). 2001. Справочник нефтепромысловой геологии. Недра. Москва. 525с.
 БЫКОВ, Н.Е. 1981. Справочник по нефтепромысловой геологии. 529с.
 ГРИЩЕНКО, А.И., ЛЕОНТЬЕВ, И.А., НЕПОМНЯ-

ЩИЙ, Л.Я. 1982. Прогнозное изменение компонентного состава по зонам УКПГ Оренбургского месторождения. В кн.: *Разработка и эксплуатация глубоко-козалегающих залежей Прикаспийской впадины*. Недра, Москва, 64-73.
 КАТЦ, Д.Л., КОРНЕЛЛ, Д., КОБАЯШИ, Р.И. 1965. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. Недра. Москва. 676с.
 МАМЕДОВА, Г.Г. 2010. Экспериментальное исследование влияния пористой среды на изменения углеводородного состава добываемого газа в процессе истощения газоконденсатной залежи. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 1, 83-88.
 НУРШАХАНОВА, Л.К. 2005. Анализ методов воздействия и оценка изменения свойств нефти в процессе разработки месторождения Узень. Автореф. дис... канд. техн. наук. Рос. Гос. Унив. нефти и газа им. И.М.Губкина. Москва. 19с.
 ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ Уренгойского комплекса. 2003. Недра. Москва. 464 с.
 СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА В ЗАЛЕЖАХ И МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, закономерности их изменения. <http://www.kazedu.kz/referat/183823>.
 СОРОКИН, А.В., СОРОКИН, В.Д. 2001. Изменение свойств газонасыщенных нефтей в процессе разработки залежей. В кн.: *Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири*. СибНИИ НП, Тюмень, 83-89.
 СОРОКИН, В.Д., СОРОКИН, А.В. 2003. Анализ изменений физико-химических свойств нефти в процессе разработки месторождений Западной Сибири. В кн.: *Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири*. СибНИИ НП, Тюмень, 132-142.
 СОРОКИН, А.В., СОРОКИН, В.Д. 2004. Исследование процесса изменчивости физико-химических свойств пластовой нефти при разработке месторождений Западной Сибири. Вектор-Бук. Тюмень. 237с.
 СОРОКИН, А.В., СОРОКИН, В.Д. 2005. Изменение компонентного состава подвижной нефти в результате воздействия техногенных процессов. *Вестник недропользователя*, 15, 1-7.
 СОРОКИН, А.В., СОРОКИН, В.Д., ТЕРЕШИНА, Т.В. 1999. Механизмы изменения плотности газонасыщенной нефти в процессе разработки залежи. В кн.: *Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири*. СибНИИ НП, Тюмень, 122-130.
 СОРОКИН, А.В., СОРОКИН, В.Д., ЯРОСЛАВЦЕВ, К.В. 1998. Зонально-временное изменение свойств нефтей Северо-Харампурского и Южно-Харампурского месторождений. В кн.: *Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири*. СибНИИ НП, Тюмень, 172-179.
 ЧАЛОВСКИЙ, И.П. (под ред.). 2000. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник. Недра. Москва. 376с.
 ШЕЙХ-АЛИ, Д.М., ГАЛЕЕВА, Р.К., ЛЕВАНОВ, Ю.Б. 1999. Изменение газового фактора и содержания азота и метана в газе в процессе разработки Туймазинского месторождения. В кн.: *Современные инструментальные физико-химические и гидродинамиче-*

- ские методы исследований пластовых флюидов, пород и продуктивных пластов. 97, 104-107.
- ШЕЙХ-АЛИ, Д.М., ЮЛБАРИСОВ, Э.М. 2003. Изменение свойств нефти и газового фактора при разработке нефтяных месторождений. *Интервал*, 1(48), 30-35.
- ШЕРСТЮК, С.Н. 2011. Изменение состава и свойств высоковязких нефтей Усинского месторождения при использовании физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Автореф. дис... канд. хим. наук. Институт химии нефти Сибирского отделения РАН. Томск.
- EL-BANBI, A.H., CAIN W.D., SEMMELBECK, M.E. 2000. Investigation of well productivity in gas-condensate reservoirs. Presentation at SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Canada, SPE 59773.
- FAN, L., HARRIS, B., JAMALUDDIN, A., KAMATH, J., MOTT, R., POPE, G., SHANDRYGIN, A., WHITSON, C. 2005. Understanding gas-condensate reservoirs. *Oilfield Review*, Schlumberger, Winter 2005/2006, 14-27.
- ROUSSENNAC, B. 2001. Gas condensate well testing analysis. M.S.Thesis. Stanford University. California.
- SHI, C. 2009. Flow behaviors of gas condensate wells. Ph.D. Dissertation. Stanford University. California. 165p.
- VO, H.X., HORNE, R.N. 2011. Composition variation during flow of gas-condensate wells. Project Number 07122-29.FINAL. Appendix to Final Report to RPSEA (Research Partnership to Secure Energy for America). Stanford University. September. 186p.
- ZHANG H.R., WHEATON R.J. 2000. Condensate banking dynamics in gas condensate fields: changes in produced condensate to gas ratios. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 7-10 November, Beijing, China, 16p.

Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана Б.А.Багиров