

Сергей Анатольевич ЗАНОЧУЕВ¹
Александр Борисович ШАБАРОВ²

УДК 66.083.4

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ МЕТОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
СОСТАВА И СВОЙСТВ ДОБЫВАЕМОГО ФЛЮИДА
В УСЛОВИЯХ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ
ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ИСТОЩЕНИЕ**

¹ кандидат технических наук,
начальник отдела исследований свойств пластовых флюидов,
Тюменский нефтяной научный центр
szanochuev@mail.ru; ORCID: 0000-0003-0351-6232

² доктор технических наук,
профессор кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет
kaf_mms@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-5374-8704

Аннотация

При совместной добыче нефти и конденсата из нефтегазоконденсатных залежей стоит вопрос о корректном раздельном учете и списании запасов добываемой продукции пласта. Существующие косвенные методы определения содержания нефтяных компонентов в добываемой продукции скважин не позволяют с высокой степенью достоверности проводить гидродинамические расчеты в реальных условиях пласта.

В работе предложен и доведен до практического применения экспериментальный метод прогнозирования состава и свойств добываемого флюида в условиях, когда совместно с газовой фазой в пласте также фильтруется жидкая фаза (выпавший конденсат или нефть) при пластовых термобарических условиях.

Цитирование: Заночуев С. А. Экспериментальный метод прогнозирования состава и свойств добываемого флюида в условиях двухфазной фильтрации газожидкостной смеси при разработке месторождений на истощение / С. А. Заночуев, А. Б. Шабаров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 4 (20). С. 21-36.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-21-36

Адаптация метода проведена на основе проб пластового флюида реального месторождения, а также модельных данных по относительным фазовым проницаемостям (ОФП). На основе предложенного подхода получены экспериментальные данные по изменению текущей газонасыщенности пласта, а также об изменении состава и свойств добываемого флюида при разработке месторождения на истощение. В результате исследований установлено, что в условиях двухфазной фильтрации газонасыщенность в пласте повышается при снижении пластового давления в ходе эксплуатации залежи. Предложенный методический подход к исследованию двухфазных пластовых систем может быть использован для развития технологий при решении задач отдельного учета продукции, а также реализации методов увеличения углеводородоотдачи пласта.

Ключевые слова

Газоконденсатная смесь, нефть, дополнительный жидкий флюид, фильтрация, фазовое поведение, компонентный состав, относительные фазовые проницаемости, текущая газонасыщенность.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-21-36

Введение

Экспериментальные методы исследования углеводородных пластовых систем широко применяются для обоснования запасов нефти и газа, а также для прогнозирования компонентных составов добываемого флюида с учетом снижения давления в залежи в ходе добычи углеводородов. Методология проведения экспериментов предполагает нахождение пластовой УВ-системы в однофазном газовом или жидком состоянии при начальных термобарических условиях.

В случае исследования нефтяных систем для прогноза состава добываемой нефти при снижении давления ниже давления насыщения проводят эксперимент дифференциального разгазирования, в ходе которого производят ступенчатое снижение давления с выпуском выделившегося газа [4]. При изучении газоконденсатных систем с целью прогнозирования компонентного состава добываемой продукции проводят эксперимент контактно-дифференциальной конденсации, в ходе которого также извлекается газовая фаза при снижении давления ниже давления начала конденсации [3].

В промышленной практике наряду с чисто газоконденсатными залежами, где пластовая система находится в однофазном газовом состоянии, часто встречаются залежи, пластовый флюид которых при начальных термобарических условиях находится в двухфазном состоянии, причем в фильтрации участвуют как доминирующая газовая фаза, так и жидкая (нефть или выпавший конденсат). Например, пластовый флюид Югидского и Печоро-Кожвинского месторождений Республики Коми содержит в себе до 50% дополнительного жидкого флюида, который характеризуется повышенным по отношению к конденсату пластового газа содержанием парафиновых и асфальто-смолистых компонентов [2]. Такие объекты выявлены и при испытании скважин на Чайндинском (Якутия) [5],

Береговом и Хадырхинском (Западная Сибирь) месторождениях [6]. Близость нефтяных оторочек на этих залежах, по-видимому, способствует проявлению двухфазной фильтрации при добыче газа из продуктивных отложений.

С точки зрения геологического понимания насыщенности продуктивной толщи, двухфазная фильтрация пластовых флюидов может наблюдаться при наличии связанной («рассеянной») нефти, а также при «захватывании» нефти из нефтяных оторочек при образовании конуса пониженного давления в условиях вскрытия газовой шапки.

Проявление двухфазной фильтрации также наблюдается при накоплении жидкой фазы в призабойной зоне пласта при работе газоконденсатных скважин с забойными давлениями ниже давления начала конденсации. При этом наблюдаются постоянные изменения компонентного состава пластового флюида как по радиусу пласта, так и по времени добычи. В работе [7] авторами реализован расчетный метод прогнозирования компонентного состава по времени и радиусу от скважины, позволяющий, с учетом интенсивности фазовых переходов, моделировать изменение состава при двухфазной фильтрации флюида. Предложенный подход рассматривает совместную фильтрацию газовой и жидкой фазы при работе газоконденсатной скважины ниже давления начала конденсации. Расчетная модель предполагает совместную добычу флюидов с учетом ОФП.

Ценность любой расчетной методики повышается при возможности воспроизведения расчетов на фактическом материале, т. е. при постановке специальных экспериментов, направленных на получение данных, используемых для верификации и проверки результатов расчета.

В данной работе была поставлена задача разработать и довести до практического применения экспериментальный метод исследования пластовых систем, учитывающий совместную фильтрацию жидкой и газовой фазы при снижении давления в залежи. Для этого были использованы современные технологии термодинамических исследований пластовых углеводородных систем, отобранных при полевых испытаниях продуктивных объектов.

Необходимо отметить, что для описания методики была использована терминология, основанная на работе Н. В. Долгушина [1], который ввел ряд терминов, позволяющих проводить четкую градацию флюидов в составе добываемой продукции газоконденсатных скважин, характеризующихся поступлением дополнительных жидких флюидов (нефти и выпавшего в пласте конденсата).

Так, пластовая углеводородная система при начальных термобарических условиях находится в двухфазном состоянии и состоит из пластового газа, растворенных в нем конденсатообразующих компонентов, а также пластовой нефти (дополнительного жидкого флюида) и растворенного в ней газа, в котором соответственно тоже содержатся конденсатообразующие компоненты. Например, содержание конденсатонефтяных компонентов в добываемом газе характеризует суммарное содержание УВ C_{5+} в добываемом газе, которое состоит из УВ C_{5+} пластового и выделившегося из нефти газа, выпавшего в пласте конденсата и нефти из расчета на 1 м^3 сухого пластового газа.

Для расчета дебитов газовой и жидкой фазы использовались функции ОФП, характеризующих совместную фильтрацию фаз в пласте. При этом на фильтрационные характеристики существенное влияние оказывают: строение порового пространства, смачиваемость поверхности каналов фильтрации, компонентный состав и свойства фильтрующихся фаз. Для определения этих характеристик необходимо проведение трудоемких экспериментов на основе фактического кернового материала, представляющего продуктивные отложения. В работе использовались данные потоковых экспериментов по определению ОФП.

Экспериментальная часть разработки метода

Метод создания рекомбинированной двухфазной пробы

В случае исследования пластовых систем, находящихся в двухфазном состоянии при пластовых термобарических условиях важным этапом является создание рекомбинированной пробы. Для этого на первом этапе необходимо выполнить эксперимент по определению доли дополнительного жидкого флюида в составе добываемого флюида. Для этого на основе данных промысловых замеров конденсатонефтегазового и отобранных сепараторных проб создается рекомбинированная проба по следующей методологии.

Объем загруженного газа сепарации находится из следующего соотношения:

$$V_{\text{заг.газ}} = \frac{V_{\text{яч}} P T_{\text{ст}}}{T P_{\text{ст}} Z}, \quad (1)$$

где $V_{\text{яч}}$ — объем рекомбинированной ячейки, м³; P, T — давление (МПа) и температура (К) в рекомбинированной ячейке после загрузки газа сепарации; $P_{\text{ст}}, T_{\text{ст}}$ — стандартные давление (МПа) и температура (К); Z — коэффициент сжимаемости газа.

Объем загрузки нестабильной УВ-жидкости определяется, с учетом изменения его объема при изменении параметров отбора пробы и параметров загрузки [3], по формуле:

$$V_{\text{нж}} = \frac{V_{\text{заг.газ}} \cdot \text{КНГФ}}{1\,000} (1 - \beta), \quad (2)$$

где $V_{\text{заг.газ}}$ — объем загруженного газа сепарации, м³; КНГФ — промысловый конденсатонефтегазовый фактор, см³/м³; β — коэффициент изменения объема нестабильной УВ-жидкости.

После загрузки рекомбинированная проба должна выдерживаться в течение суток с периодическим перемешиванием при пластовых термобарических условиях. Чтобы определить долю жидкого флюида в составе добываемой продукции, нерастворившаяся жидкая фаза при поддержании давления переводится в измерительный сосуд, нагретый до пластовой температуры (например, в нефтяную ячейку установки PVT), где и производится замер объема.

Доля жидкой фазы в составе продукции при пластовых условиях рассчитывается по формуле:

$$\gamma = \frac{V_{\text{жф}}}{V_{\text{гф}}} = \frac{V_{\text{жф}}}{V_{\text{сист}} - V_{\text{жф}}}, \quad (3)$$

где $V_{\text{жф}}$ — замеренный объем жидкой фазы, см^3 ; $V_{\text{гф}}$ — объем газовой фазы в рекомбинаторе, см^3 ; $V_{\text{сист}}$ — объем системы при пластовых термобарических условиях, см^3 .

Найденные объемные соотношения газовой и жидкой фазы в добываемой продукции при пластовых условиях позволяют определить отношения фазовых проницаемостей по следующей методологии.

Предположим, в период исследования скважины в пласте совместно движется пластовый газ и жидкие углеводороды в соотношении γ . Тогда их массовые расходы, при их совместной фильтрации, описываются по обобщенному закону Дарси:

$$G_l = -\frac{k\bar{f}_l}{\mu_l} \frac{dP}{dr} \cdot \rho_l^{(0)} \cdot 2\pi r h, \quad (4)$$

$$G_g = -\frac{k\bar{f}_g}{\mu_g} \frac{dP}{dr} \cdot \rho_g^{(0)} \cdot 2\pi r h,$$

где $\rho_l^{(0)}$ — истинная плотность жидкой фазы, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\rho_g^{(0)}$ — истинная плотность газовой фазы, $\text{кг}/\text{м}^3$; \bar{f}_l — ОФП по жидкости; \bar{f}_g — ОФП по газу; μ_l — вязкость жидкой фазы, $\text{Па}\cdot\text{с}$; μ_g — вязкость газовой фазы $\text{Па}\cdot\text{с}$.

Переходя к объемным расходам газовой и жидкой фазы, можно записать:

$$\frac{Q_g}{Q_l} = \frac{G_g \rho_l^{(0)}}{G_l \rho_g^{(0)}} = \frac{\bar{f}_g \mu_l}{\bar{f}_l \mu_g}. \quad (5)$$

По ранее определенной доле дополнительного жидкого флюида в составе добываемого газа можно оценить ОФП по следующей формуле:

$$\frac{\bar{f}_g}{\bar{f}_l} = \frac{1}{\gamma} \frac{\mu_g}{\mu_l}. \quad (6)$$

Тем самым по известному отношению ОФП можно оценить текущую газонасыщенность пласта:

$$S = f\left(\frac{\bar{f}_g}{\bar{f}_l}\right). \quad (7)$$

Рекомбинированная двухфазная проба создается по текущей газонасыщенности, величина которой характеризует объемные соотношения газовой и жидкой фазы при пластовых термобарических условиях.

Для создания рекомбинированной двухфазной пробы используются сепараторные пробы газа и УВ-жидкости или пробы, отобранные на соседних скважинах, вскрывших продуктивные объекты с чисто пластовым газом и пластовой нефтью.

Методика проведения эксперимента

После создания рекомбинированной пробы двухфазного пластового флюида система приводится к пластовым термобарическим условиям, объем при этих условиях (V_0) характеризует начальную стадию разработки залежи. Процесс снижения давления разбивается на этапы (ступени), количество которых зависит от начального пластового давления, а также условия достаточности объема проб для дальнейших исследований.

Снижение давления до давления ступени проводится путем увеличения объема системы. При этом из газовой фазы начинает выделяться нестабильный конденсат (НК), а из жидкой фазы — нефтяной газ (НГ). После этого система приводится в термодинамическое равновесие с четким разделом жидкой и газовой фазы. Принципиальная схема проведения эксперимента представлена на рис. 1.

Выпуск газовой и жидкой фазы, моделирующий добычу пластовых флюидов, проводится до начального объема системы (V_0) исходя из соотношения:

$$\frac{V_g}{V_l} = \frac{\bar{f}_g \mu_l}{\bar{f}_l \mu_g}, \quad (8)$$

где V_g — объем газовой фазы, который необходимо выпустить на ступени, см³; V_l — объем жидкой фазы, который необходимо выпустить на ступени, см³.

$$V_l = V_1 - V_0 - V_g, \quad (9)$$

где V_1 — объем системы на ступени, см³; V_0 — начальный объем системы, см³.

Из соотношения (8) с учетом (9) определяется объем газовой фазы, который необходимо выпустить на ступени:

$$V_g = \frac{\bar{f}_g \mu_l (V_1 - V_0)}{1 + \frac{\bar{f}_g \mu_l}{\bar{f}_l \mu_g}}. \quad (10)$$

Выпуск фаз производится через электромагнитный вискозиметр (рис. 1). Это позволяет получать информацию о вязкости газовых и жидких фаз, что необходимо для расчета соотношений выпускаемых объемов фаз на следующей ступени снижения давления.

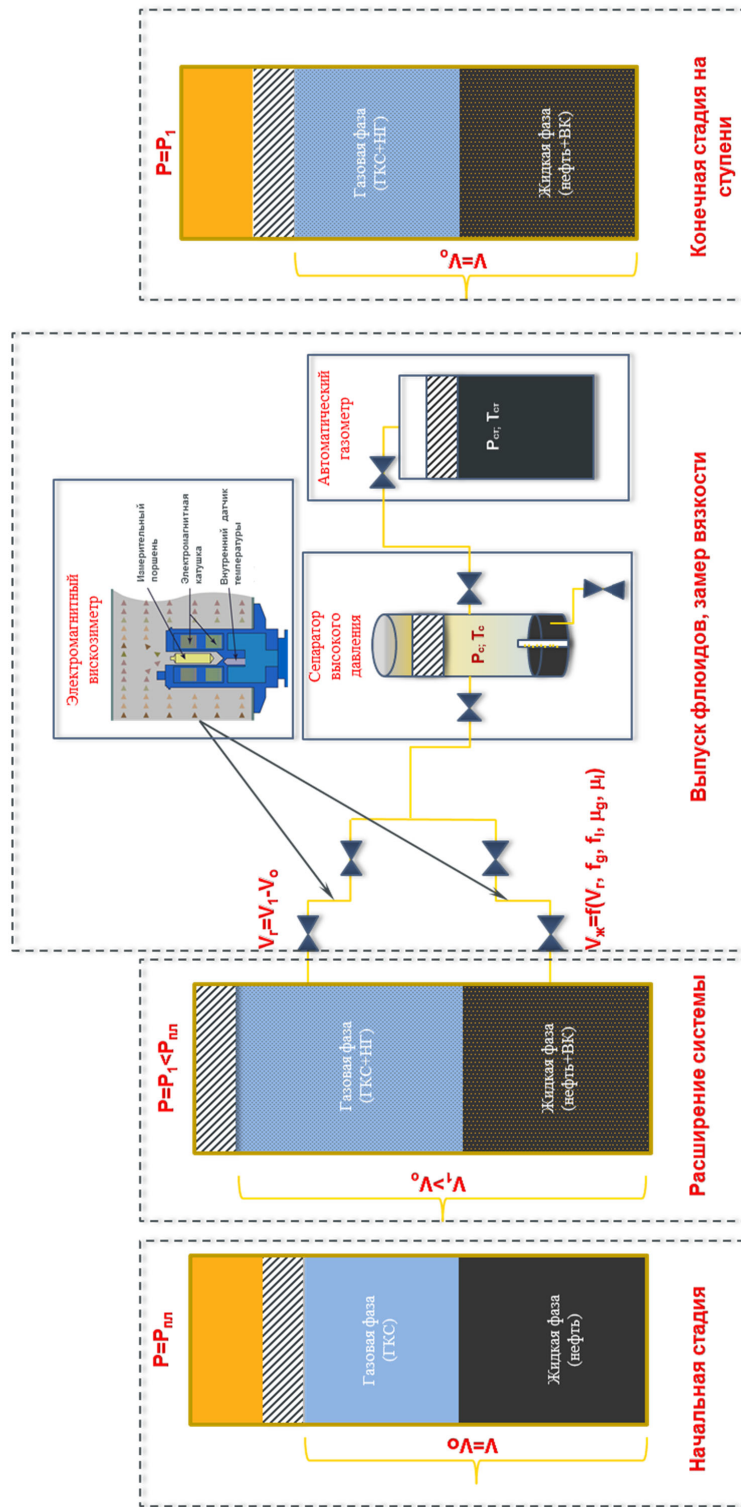


Fig. 1. Schematic diagram of the experiment

Notes: ГКС — gas condensate mixture; НГ — petroleum gas; ВК — condensed water; $P_{пл}$ — reservoir pressure; P_1 — pressure at the stage; P_c , T_c — pressure and temperature of separation; P_{cr} , T_{cr} — pressure and temperature under standard conditions; V_0 — the initial volume of the system; V_1 — the volume of the system after its expansion to pressure at the stage.

Рис. 1. Принципиальная схема проведения эксперимента

Примечания: ГКС — газоконденсатная смесь; НГ — нефтяной газ; ВК — выпавший конденсат; $P_{пл}$ — пластовое давление; P_1 — давление на ступени; P_c , T_c — давление и температура сепарации; P_{cr} , T_{cr} — давление и температура при стандартных условиях; V_0 — начальный объем системы; V_1 — объем системы после ее расширения до давления на ступени.

Выпуск газовой и жидкой фазы производится в сепаратор высокого давления, в котором создаются условия, обеспечивающие максимальную конденсацию жидкой фазы. Выбор условий сепарации зависит от исследуемых флюидов и используемого оборудования. Для обеспечения качественного замера соотношений жидкой и газовой фазы в сепараторе рекомендуется поддерживать давление в диапазоне 4,5-5,5 МПа и температуру в диапазоне 0-20 °С. Объем нестабильных ЖУВ ($V_{\text{НЖУВ}}^i$) замеряется с высокой точностью (сотая доля кубического сантиметра) с помощью мерного стекла и бароскопа.

После установления равновесия в сепараторе производится выпуск газа с чуть большим (на 0,5 МПа) давлением. При этом отбирается проба газа сепарации. Объем выпущенного газа сепарации ($V_{\text{ГС}}^i$) замеряется газовым счетчиком, автоматическим газометром или рассчитывается с использованием формулы:

$$V_{\text{ГС}}^i = \frac{V_{\text{с}}^i P_{\text{с}}^i T_{\text{ст}}}{T_{\text{с}}^i P_{\text{ст}} Z_i^i}, \quad (11)$$

где $V_{\text{с}}^i$ — объем газа при условиях сепарации, см³; $P_{\text{с}}^i$ — давление сепарации, МПа; $T_{\text{ст}}$ — стандартная температура, °С; $T_{\text{с}}^i$ — температура сепарации, °С; $P_{\text{ст}}$ — стандартное давление, МПа; Z_i^i — коэффициент сжимаемости газа при условиях сепарации.

После выпуска всего газа сепарации проводится дегазация нестабильных ЖУВ, в ходе которой замеряется объем газа дегазации ($V_{\text{ГД}}^i$), выделившегося в газометр, и объем ($V_{\text{ДЖУВ}}^i$) или масса ($m_{\text{ДЖУВ}}^i$) дегазированных ЖУВ.

После этого производится отбор пробы дегазированной жидкой УВ для определения физико-химических характеристик (плотность, молярная масса) и детального компонентного состава.

После выпуска фаз производится замер текущей газонасыщенности (S) пластовой УВ-системы при текущем давлении. Для этого при поддержании уровня текущего давления в рекомбинаторе производится вывод жидкой фазы в измерительную ячейку РVT-установки, где производится замер объема жидкой фазы, после чего она подается обратно в рекомбинационную камеру.

Аналитическая часть разработки метода

В результате ступенчатого снижения давления от пластового до стандартного и проведения хроматографических исследований проб, отобранных на ступенях, получают набор экспериментальных данных, интерпретация которых проводится методом массового материального баланса по следующей методике.

Коэффициент усадки нестабильных ЖУВ определяется из следующего соотношения:

$$K_{\text{ус}}^i = \frac{V_{\text{ДЖУВ}}^i}{V_{\text{НЖУВ}}^i}, \quad (12)$$

где $V_{\text{ДЖУВ}}^i$ — объем дегазированной УВ-жидкости в сепараторе, м³; $V_{\text{НЖУВ}}^i$ — объем нестабильной УВ-жидкости в сепараторе, м³.

Конденсатонепфтегазовый фактор на ступени определяется по формуле:

$$\text{КНГФ}^i = \frac{m_{\text{ДЖУВ}}^i}{V_{\text{гс}}^i + V_{\text{гд}}^i}, \quad (13)$$

где $m_{\text{ДЖУВ}}^i$ — масса дегазированной УВ-жидкости, г; $V_{\text{гс}}^i$ — объем газа сепарации, м³; $V_{\text{гд}}^i$ — объем газа дегазации, м³.

Массовое содержание компонента в составе выпущенного на ступени (добываемого) флюида определяется из следующего соотношения:

$$y_{\text{дф},j}^i = \frac{m_{\text{дф},j}^i}{m_{\text{дф}}^i}, \quad (14)$$

где $m_{\text{дф},j}^i$ — масса j -го компонента в составе выпущенного на i -й ступени (добываемого) флюида, г; $m_{\text{дф}}^i$ — масса выпущенного на ступени (добываемого) флюида, г;

$$m_{\text{дф}}^i = m_{\text{гс}}^i + m_{\text{гд}}^i + m_{\text{ДЖУВ}}^i, \quad (15)$$

где $m_{\text{гс}}^i$, $m_{\text{гд}}^i$ и $m_{\text{ДЖУВ}}^i$ — масса газов сепарации, дегазации и дегазированных жидких углеводородов на i -й ступени, г;

$$m_{\text{гс}}^i = V_{\text{гс}}^i \cdot \rho_{\text{гс}}^i, \quad (16)$$

$$m_{\text{гд}}^i = V_{\text{гд}}^i \cdot \rho_{\text{гд}}^i, \quad (17)$$

где $\rho_{\text{гс}}^i$, $\rho_{\text{гд}}^i$ — плотность газов сепарации и дегазации на i -й ступени, г/см³;

$$\rho_{\text{гс}}^i = \frac{\sum(x_{\text{гс},j}^i M_j)}{24,04}, \quad (18)$$

$$\rho_{\text{гд}}^i = \frac{\sum(x_{\text{гд},j}^i M_j)}{24,04}, \quad (19)$$

где $x_{\text{гс},j}^i$ и $x_{\text{гд},j}^i$ — мольная доля компонента в газах сепарации и дегазации, доля ед.;

$$m_{\text{дф},j}^i = m_{\text{гс},j}^i + m_{\text{гд},j}^i + m_{\text{ДЖУВ},j}^i, \quad (20)$$

где $m_{\text{гс},j}^i$, $m_{\text{гд},j}^i$, $m_{\text{ДЖУВ},j}^i$ — масса компонента в газах сепарации, дегазации и дегазированной УВ жидкости, г;

$$m_{\text{гс},j}^i = m_{\text{гс}}^i \cdot y_{\text{гс},j}^i, \quad (21)$$

$$m_{\text{гд},j}^i = m_{\text{гд}}^i \cdot y_{\text{гд},j}^i, \quad (22)$$

$$m_{\text{ДЖУВ},j}^i = m_{\text{ДЖУВ}}^i \cdot y_{\text{ДЖУВ},j}^i. \quad (23)$$

Молярная масса добываемого флюида рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{дф}}^i = \frac{1}{\sum \left(y_{\text{дф},j}^i / M_j \right)}, \quad (24)$$

где M_j — молярная масса компонента (группы УВ) в составе выпущенного на ступени (добываемого) флюида, г/моль.

Мольное содержание компонента (группы УВ) в составе выпущенного на ступени (добываемого) флюида:

$$x_{\text{дф},j}^i = \frac{y_{\text{дф},j}^i M_{\text{дф}}^i}{M_j}. \quad (25)$$

Потенциальное содержание УВ C_{5+} (г/м³) в составе добываемого флюида:

$$q_{C_{5+}/\text{дф}}^i = \frac{\sum_{C_5}^{C_{36+}} y_{\text{дф},j}^i M_j}{2,404}. \quad (26)$$

Расчеты проводятся для каждой ступени снижения давления. В результате расчетов устанавливается динамика изменения состава и свойств добываемой продукции в условиях двухфазного потока при разработке залежей на истощение.

Практическая реализация метода

Данная методика была реализована с использованием высокоточного измерительного оборудования. Рекомбинация пластовых флюидов проводилась в рекомбинаторе объемом более 2 л, измерения фаз выполнялись с использованием инструментария PVT-установки Chandler, измерительных насосов высокого давления. Для замера динамической вязкости фаз использовался электромагнитный вискозиметр высокого давления Cambridge с широким диапазоном температур, работающий по принципу движения поршня в изучаемой пробе. Сепарация фаз обеспечивалась с использованием сепаратора высокого давления объемом 1 л, с возможностью выпуска газовой и жидкой фазы.

Объектом исследования являлась залежь пласта ПК₁₉² Берегового месторождения, в области дренирования одной из скважин. По результатам испытаний продуктивного объекта был получен фонтанный приток газа (порядка 100 тыс. м³/сут.) с содержанием в продукции нефтяных компонентов. Это было определено по результатам исследований через сепаратор, где отбивалась углеводородная жидкость темно-коричневого цвета дебитом порядка 30 м³/сут. Конденсатонефтегазовый фактор (КНГФ), характеризующий отношение дебита нестабильной УВ-жидкости к дебиту газа сепарации при стандартных условиях, составил 293 см³/м³. При этом были отобраны газы сепарации и нестабильной жидкости при условиях сепарации. Закономерно, что нестабильная УВ-жидкость при этих условиях содержит в себе как выделившийся из газа конденсат при приведении системы к условиям сепарации, так и нефтяные компоненты, захваченные газом с пласта.

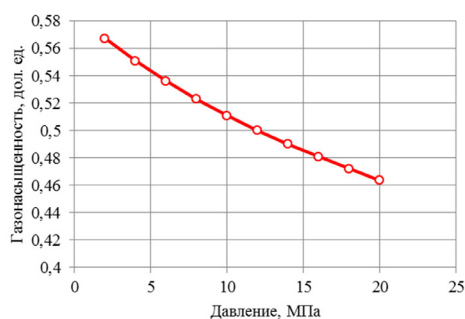
Таблица 1

Результаты эксперимента по определению начальной газонасыщенности

Table 1

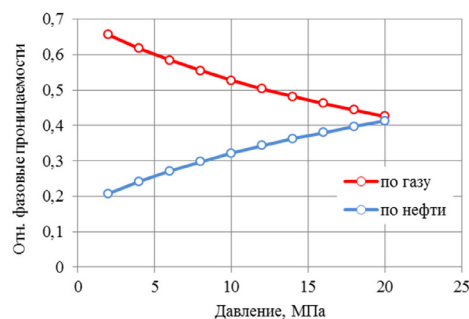
The results of the experiment determining the initial gas saturation

Параметры	Значение параметра
Пластовое давление, МПа	20
Пластовая температура, °С	50,5
Объем системы, см ³	2015
Объем жидкой фазы, см ³	80
Объем газовой фазы, см ³	1 935
Отношение объемов газовой и жидкой фазы	24,188
Отношение фазовых проницаемостей	0,939
Газонасыщенность пласта, дол. ед.	0,464
ОФП по газу, дол. ед.	0,426
ОФП по нефти, дол. ед.	0,410



(а)

Рис. 2. Изменение текущей газонасыщенности пласта (а) и относительных фазовых проницаемостей (б) в ходе эксперимента по истощению пласта

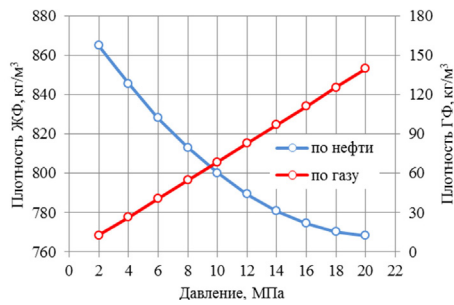


(б)

Fig. 2. Change in the current gas saturation of the formation (а) and relative phase permeabilities (б) during the reservoir depletion experiment

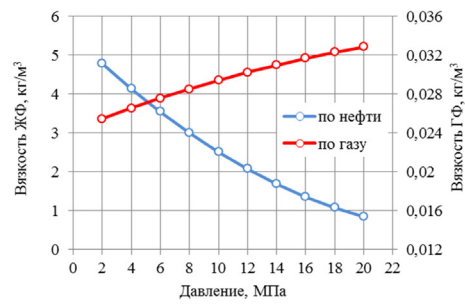
В качестве исходной информации также были использованы данные по функциям ОФП, полученные по результатам потоковых экспериментов, проведенных на керновом материале и фактических флюидах, отобранных с пласта ПК₁₉².

Основные результаты по определению начальной газонасыщенности и начальных относительных проницаемостей представлены в таблице 1. Исходя из проведенного эксперимента, начальная газонасыщенность пласта составила 0,464.



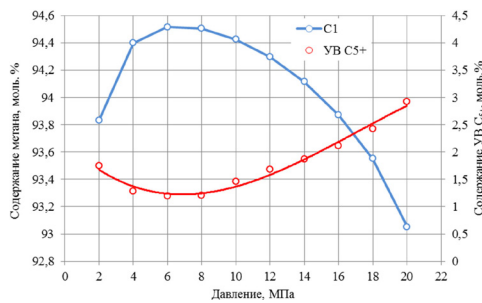
(a)

Рис. 3. Изменение плотности (а) и вязкости (б) жидкой и газовой фаз в ходе эксперимента по истощению пласта



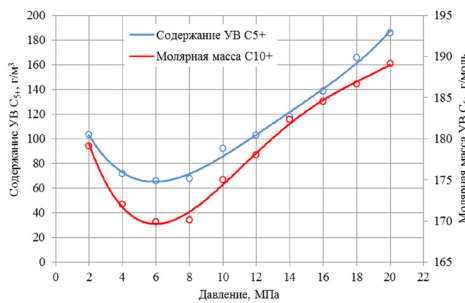
(б)

Fig. 3. Change in density (a) and viscosity (б) of the liquid and gas phases during the reservoir depletion experiment



(a)

Рис. 4. Изменение мольного содержания метана и УВ C_{5+} (а), молярной массы и массового содержания УВ C_{5+} (б) в составе добываемого флюида при снижении давления в залежи



(б)

Fig. 4. Change in the molar content of methane and HC C_{5+} (а), the molar mass and mass content of HC C_{5+} (б) in the composition of the produced fluid with a decrease in pressure in the reservoir

Согласно данной величине была создана рекомбинированная проба, и по вышеприведенной методике проведено ступенчатое снижение давления от пластового до давления 2 МПа с выпуском и сепарацией газовой и жидкой (нефть) фазы на каждой ступени.

По результатам исследований установлено, что при снижении давления газонасыщенность пласта повышается от 0,464 до 0,567 доп. ед. (рис. 2а). Это связано:

- с уменьшением объема жидкой фазы в пласте, в связи с ее разгазированием;
- с незначительным начальным содержанием УВ C_{5+} в газовой фазе (малые потери УВ C_{5+} при снижении давления);
- с выбором формы функций ОФП (рис. 2б).

При этом количество добываемых УВ C_{5+} (смеси нефти и выпавшего конденсата) снижается с уменьшением давления, что также закономерно при увеличении газонасыщенности пласта. Данный факт установлен именно для флюида, где состав пластового газа (без нефтяной составляющей) характеризуется малым содержанием УВ C_{5+} и высоким содержанием метана, что затрудняет растворимость его в жидкой фазе пласта.

Увеличение плотности и вязкости жидкой фазы в ходе эксперимента по истощению пласта (рис. 3а) показывает, что происходит дегазация жидкой фазы при снижении давления. Плотность и вязкость газовой фазы (рис. 3б) закономерно уменьшается. Эти данные могут быть использованы в гидродинамических моделях, а также для корректной интерпретации данных ГДИ (обработка КВД и т. п.).

Иллюстрация изменения состава и свойств добываемой продукции в условиях двухфазной фильтрации представлена на рис. 4а и 4б. В ходе проведения эксперимента при снижении давления в составе добываемого флюида преобладала метановая составляющая. Содержание УВ C_{5+} закономерно уменьшалось при снижении давления до величины давления максимальной конденсации.

Заключение

1. Предложен и реализован экспериментальный метод исследования углеводородных систем при условии двухфазной фильтрации, когда совместно с газовой фазой жидкая фаза в пласте также подвижна.
2. В результате ступенчатого снижения давления в ходе проведения эксперимента проводится моделирование процесса истощения залежи, что позволяет получить информацию об изменении текущей насыщенности при снижении давления.
3. Предложенный метод исследований, несмотря на его трудоемкость и длительность, позволяет прогнозировать не только добычу жидких углеводородов (нефти и конденсата) на длительный срок, но и получать важнейшую информацию о свойствах добываемых флюидов, что позволяет эффективно проектировать мощности по транспорту и переработке нефти и газа.
4. Развитие данного метода предполагает разработку методики раздельного учета добычи нефти и конденсата, основанную на фактических измерениях их долей в сепараторе. Это позволит достоверно проводить списание балансовых запасов совместно нефти и конденсата.

В заключение необходимо отметить, что в работе представлены постановочные методические подходы к исследованию двухфазных пластовых систем, на основе которых могут быть развиты технологии, которые позволят решать сложные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Долгушин Н. В. Терминология и основные положения технологии газоконденсатных исследований / Н. В. Долгушин. М.: Недр-Бизнесцентр, 2004. 140 с.

2. Клименко С. С. Особенности нефтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне / С. С. Клименко, Л. А. Анищенко // Известия Коми научного центра УрО РАН. 2010. № 2 (2). С. 61-69.
3. Люгай Д. В. Совершенствование методик экспериментального изучения фазовых превращений газоконденсатных систем / Д. В. Люгай, В. И. Лапшин, А. Н. Волков, И. М. Шафиев // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сборник научных статей в 2 ч. / под ред. Б. А. Григорьева. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. Ч. 1. С. 103-119.
4. Мамуна В. Н. Экспериментальное исследование пластовых нефтей / В. Н. Мамуна, Г. Ф. Требин, Б. В. Ульянинский. М.: ГОСИНТИ, 1960. 144 с.
5. Парфенова Н. М. Физико-химическая характеристика конденсатов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н. М. Парфенова, Л. С. Косякова, В. Ю. Артемьев и др. / Вести газовой науки. 2012. № 3 (11). С. 20-35.
6. Самойлов А. С. Разработка технологических решений по повышению эффективности эксплуатации многопластового объекта Южно-Хадырьяхинского месторождения / А. С. Самойлов, Д. Н. Глумов, С. А. Герасименко, В. В. Журавлев // Нефтегазовое дело. 2013. Том 11. № 4. С. 13-24.
7. Шабаров А. Б. Метод расчета изменения компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта / А. Б. Шабаров, С. А. Заночуев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2015. Том 1. № 1 (1). С. 7-21.

Sergey A. ZANOCHUEV¹
Alexander B. SHABAROV²

UDC 66.083.4

**AN EXPERIMENTAL METHOD FOR PREDICTING
THE COMPOSITION AND PROPERTIES OF A PRODUCED
FLUID UNDER THE CONDITIONS OF A TWO-PHASE FILTRATION
OF A GAS-LIQUID MIXTURE DURING FIELD DEVELOPMENT FOR
DEPLETION**

¹ Cand. Sci. (Tech.), Head of the Department of Research of Properties of Formation Fluids,
Tyumen Oil Research Center
szanochuev@mail.ru; ORCID: 0000-0003-0351-6232

² Dr. Sci. (Tech.), Professor, Department of Applied and Technical Physics,
University of Tyumen
kaf_mms@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-5374-8704

Abstract

During the production of oil and condensate from an oil-gas condensate field, there is an issue of correct accounting for and writing off reserves. The existing indirect methods of oil content determination in well production do not allow performing hydrodynamic calculations in real formation conditions with a high degree of certainty.

This article proposes the experimental method for predicting the composition and properties of production fluid when the liquid phase (precipitated condensate or oil) is also filtered together with the gas phase in the reservoir under thermobaric reservoir conditions.

The authors have adapted this method on the base of the real oilfield reservoir fluid as well as the model data of relative permeability. The proposed approach helped in receiving the experimental data on the changes in the current gas saturation, as well as the data on the changes in the composition and properties of the produced fluid during the field development

Citation: Zanochuev S. A., Shabarov A. B. 2019. “An experimental method for predicting the composition and properties of a produced fluid under the conditions of a two-phase filtration of a gas-liquid mixture during field development for depletion”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 5, no 4 (20), pp. 21-36.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-21-36

intended for depletion. The research has established that under the conditions of two-phase filtration, the reservoir gas saturation increases while the reservoir pressure declines during the reservoir operation.

The proposed methodological approach to the study of two-phase reservoir systems can aid in developing technologies for solving the problems of separate production accounting, as well as in implementing the methods for increasing the hydrocarbon recovery.

Keywords

Gas-condensate mixture, oil, additional liquid fluid, filtration, phase behavior, compositional analysis, relative permeability, actual gas saturation.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-21-36

REFERENCES

1. Dolgushin N. V. 2004. Terminology and the Main Provisions of the Technology of Gas Condensate Research. Moscow: Nedra-Biznestsentr. [In Russian]
2. Klimenko S. S., Anischenko L. A. 2010. "Features of naftidogenesis in the Timan-Pechora oil and gas basin". Proceedings of the Komi Science Centre of the Ural Division of the Russian Academy of Sciences, no 2 (2), pp. 61-69. [In Russian]
3. Lugay D. V., Lapshin V. I., Volkov A. N., Shafiev I. M. 2011. "Improving the methods of experimental study of phase transformations of gas condensate systems". In: Grigoriev B. A. (ed.). Actual problems of studying reservoir systems of hydrocarbon deposits: a collection scientific articles in 2 vols. Vol. 1, pp. 103-119. Moscow: Gazprom VNIIGAZ. [In Russian]
4. Mamuna V. N., Trebin G. F., Ulyaninsky B. V. 1960. Experimental Study of Reservoir Oils. Moscow: Gosinti. [In Russian]
5. Parfenova N. M., Kosyakova L. S., Artemyev V. Yu. et al. 2012. "Physical and chemical characteristics of condensates of the Chayandinsky oil and gas condensate field". Vesti gazovoy nauki, no 3 (11), pp. 20-35. [In Russian]
6. Samoilov A. S., Glumov D. N., Gerasimenko S. A., Zhuravlev V. V. 2013. "Development of technological solutions to improve the operational efficiency of a multilayer object of the Yuzhno-Khadyryakhinskoye field". Oil and Gas Business, vol. 11, no 4, pp. 13-24. [In Russian]
7. Shabarov A. B., Zanochuev S. A. 2015. "Calculation method of component and phase composition of gas condensate mixture in near-wellbore reservoir". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 1, no 1 (1), pp. 7-21. [In Russian]