

УДК [622.031:553.95]:[550.8.013:536]

Термодинамическое моделирование формирования пластовых флюидальных систем глубокозалегающих нефтегазоконденсатных месторождений

В.И. Лапшин¹, А.Н. Волков², А.А. Константинов^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169300, г. Ухта, ул. Севастопольская, д.1 а.

* E-mail: A_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

анализ, давление, зависимость, исследование, моделирование, формирование, эксперимент.

Тезисы. Исследования геологических, физико-химических и термодинамических характеристик углеводородных газожидкостных систем различного типа позволили реконструировать условия формирования и прогнозировать особенности флюидальных пластовых систем. Изучены процессы генерации, растворения, миграции и аккумуляции углеводородных и неуглеводородных компонентов пластовой смеси глубокозалегающих месторождений (Астраханского, Вуктыльского, Карачаганакского) с использованием палеотектонических, геохимических и термодинамических методов. В результате разработана термодинамическая модель, которая базируется:

- на составлении схемы формирования месторождения;
- принципе раздельной генерации жидких и газообразных углеводородов в наиболее благоприятных для этого зонах;
- ретроспективном анализе и реконструкции палеонефти и палеогаза по физико-химическим и генетическим показателям.

Собственно термодинамическое моделирование выражается в растворении палеонефтей в палеогазах (в PVT-камере) при переводе газоконденсатных систем под давлением выше 80 МПа и при температуре больше 423 К в закритическое состояние, что позволяет воспроизводить современные реальные пластовые газожидкостные системы.

Закономерность распределения потенциального содержания конденсата в зависимости от гипсометрического положения объекта опробования обоснована законом распределения Больцмана. Такой подход успешно применялся для обоснования закономерности распределения углеводородов C_{5+} по глубине для уникального Карачаганакского месторождения. Отмечено, что при толщинах менее 400–500 м возможна сходимость фактических данных с прогнозом закономерности распределения содержания C_{5+} , выполненным с использованием закона Больцмана.

С точки зрения оптимизации разработки и освоения месторождений углеводородов (УВ) моделирование формирования нефтегазоконденсатных месторождений является актуальной и непростой задачей. Наиболее сложные геологические модели создаются применительно к объектам, характеризующимся дизъюнктивной тектоникой, разнообразием литолого-фациального состава, неоднородностью коллекторов и покрышек.

В зависимости от величины, степени изученности и этапа освоения исследуемого объекта, а также важности анализа подходы к геологическому моделированию могут варьироваться. Труднее всего моделировать формирование состава и свойств флюидальных систем глубокозалегающих месторождений со сложным составом пластового флюида, поскольку в этом случае в процессе моделирования необходимо спрогнозировать состав и свойства начальных флюидов, из которых в процессе геологических превращений мог образоваться современный пластовый флюид.

Далее в работе с использованием палеотектонических, геохимических и термодинамических методов исследованы процессы генерации, растворения, миграции и аккумуляции углеводородных и неуглеводородных компонентов пластовой смеси глубокозалегающих месторождений (Астраханского, Вуктыльского, Карачаганакского). В результате с учетом принципа раздельной генерации жидких и газообразных

УВ в наиболее благоприятных для этого зонах разработана термодинамическая модель, предусматривающая [1–8]:

- составление схемы формирования месторождения;
- ретроспективный анализ и реконструкцию палеонефти и палеогаза по физико-химическим и генетическим показателям.

Собственно термодинамическое моделирование выражается в растворении палеонефтей в палеогазах (в PVT-камере) при переводе газоконденсатных систем при термобарических условиях более 80 МПа и выше 423 К в закритическое состояние, что позволяет воспроизводить современные реальные пластовые газожидкостные системы (ПГЖС).

Так, геофизикохимическая модель формирования Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) разработана с использованием схемы формирования (рис. 1), геологического разреза (рис. 2) и результатов геохимического моделирования. Первый опорный горизонт (100–150 м от поверхности) контролирует процессы формирования ПГЖС в надсолевых горизонтах до кунгурских соляных толщ (прогнозы осуществляются по аномальным газовым полям [7]). Второй опорный горизонт на Астраханском своде (3900–4100 м) расположен под региональным высокоэффективным экраном (кунгурская солевая толща в совокупности с отложениями кремнисто-глинистых пород сакмаро-аргинского горизонта) и отражает геохимические и термодинамические процессы, проходящие в карбонатных толщах среднего и нижнего карбона до верхнего девона. Третий

опорный горизонт связан с изменением литологии, замещением карбонатных пород в верхнем девоне терригенными, в результате чего происходит изменение газовой составляющей ПГЖС, а именно значительное уменьшение (практически до 0) содержания сероводорода.

Составы палеогаза и палеонефти, а также результаты растворения палеонефти в палеогазе в закритических термобарических условиях отражены в табл. 1.

Из данных таблицы следует, что в палеогазе содержание $C_1 > 97 \%$, неуглеводородных компонентов (сероводорода и углекислого газа) – менее 3 %, что согласуется с литологическими и геохимическими аспектами схемы формирования АГКМ. При растворении в палеогазе наиболее близко воспроизводит газоконденсатную систему АГКМ палеонефть метано-ароматического типа плотностью 0,839 г/см³ и молекулярной массой 220 а.е.м. Существенной особенностью термодинамического моделирования формирования АГКМ является то, что при растворении в камере PVT визуально фиксируются три зоны, характеризующиеся различными свойствами ПГЖС:

- 1) верхняя – основные параметры соответствуют газоконденсатной системе продуктивного горизонта АГКМ;
- 2) средняя – соответствует газонефтяной системе, близкой к палеонефти (увеличение плотности жидкой фазы, уменьшение газосодержания по сравнению с верхней частью камеры PVT);
- 3) нижняя – по свойствам соответствует тяжелой остаточной нефти, образовавшейся

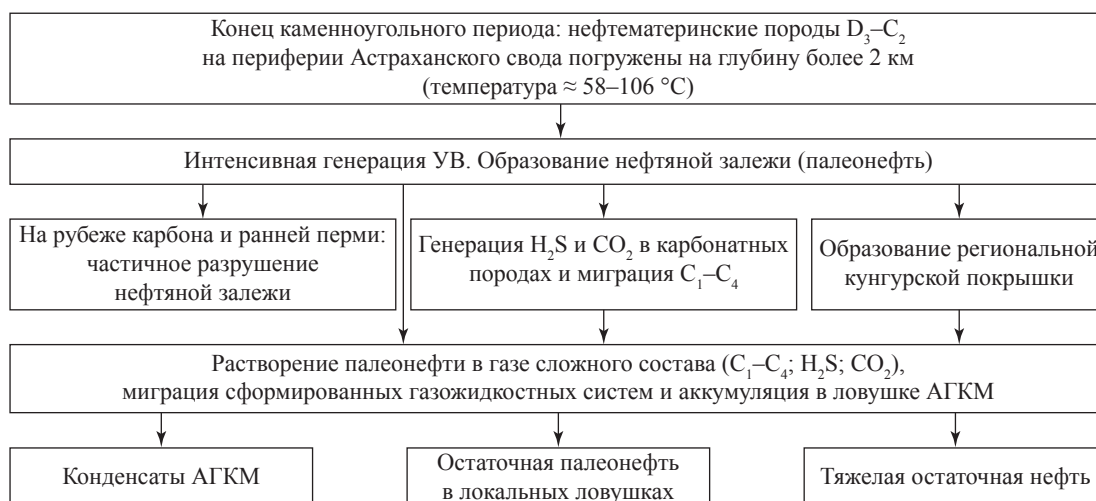


Рис. 1. Схема формирования АГКМ

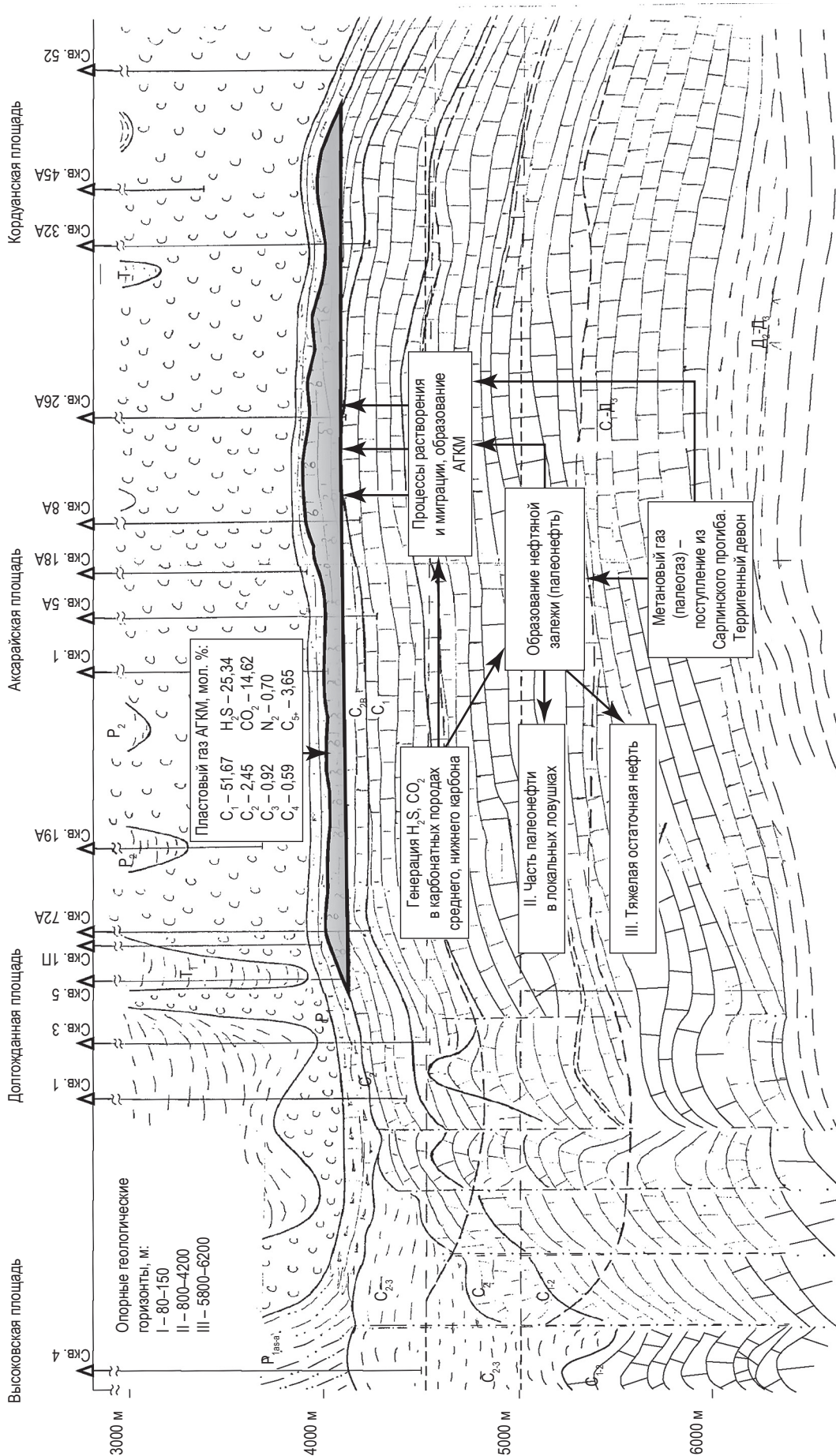


Рис. 2. Геологический разрез Астраханского свода

Таблица 1

Термобарическое моделирование АГКМ

Камера PVT		Плотность жидкой фазы, т/м ³	Газосодержание, м ³ /м ³	Соответствие газожидкостным параметрам АГКМ по глубине	Условные запасы жидких УВ, %
зона	уровень отбора				
Верхняя	1	0,802	3698	Газоконденсатная система АГКМ, 3900–4200 м (H ₂ S; CO ₂)	35–40
	2	0,812	3412		
Средняя	3	0,838	1306	Газонефтяная система, близкая к палеонефти, 4200–6000 м (зональные и локальные экраны)	35–40
	4	0,851	1000		
Нижняя	5	0,891	393	Тяжелая остаточная нефть (аналог – филипповский горизонт АГКМ)	20–30
Палеонефть ароматического типа (плотность 0,839 т/м ³)		Растворение на PVT-установке: давление 80,4 МПа; температура 423 К		Палеогаз, мол. %: C ₁ – 60,1; C ₂ – 0,9; C ₃ – 0,12; C ₄ – 0,09; H ₂ S – 25,0; CO ₂ – 12,0; N ₂ – 1,69	

после растворения и дальнейшей миграции легких компонентов.

При прогнозировании вероятных залежей УВ в подсолевых отложениях особый интерес представляет третья зона камеры PVT (см. табл. 1), моделирующая и отражающая результат формирования газонефтяных систем, свойства которых практически будут повторять свойства палеонефти. Запасы жидких компонентов в соответствующей натурной зоне достаточно велики и сравнимы с запасами жидких компонентов C₅₊ на АГКМ. Эти запасы жидких УВ располагаются в ловушках под литологическими или термодинамическими экранами (покрышками) на глубинах от 3800 до 6000 м и более.

Таким образом, геофизикохимическая модель предоставляет возможность прогнозировать количественный состав и свойства ПГЖС по разрезу и площади.

В результате геологических, геохимических и термодинамических процессов, происходивших в юго-западной части Прикаспийской впадины, сформировалось гигантское (45×110 км) АГКМ, характеризующееся следующим усредненным составом пластового газа, мол. %:

- C₁ – 51,67;
- C₂ – 2,45;
- C₃ – 0,92;
- C₄ – 0,59;
- H₂S – 25,34;
- CO₂ – 14,62;
- N₂ – 0,7;
- C₅₊ – 3,65.

При сравнительно небольшой толщине залежи (100–200 м) на месторождении

наблюдается существенное изменение состава и свойств пластовой смеси. Полученные данные исследований продукции скважин АГКМ свидетельствуют о выраженной дифференциации состава пластовой смеси по площади залежи. На АГКМ наблюдается существенное изменение по площади залежи концентрации углеводородов C₅₊ (134–312 г/м³), а также сероводорода, углекислого газа и других компонентов, что связано с условиями формирования месторождения.

Моделирование формирования Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения

Представляется следующая последовательность формирования Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) (рис. 3) [9].

В продуктивной части разреза выделяются три стратиграфических подразделения девонской, каменноугольной и пермской систем (рис. 4). Девонские отложения залегают на сильно размытых терригенных образованиях нижнего палеозоя (возможно, ордовика) или верхнего протерозоя. Продуктивными коллекторами являются пласты известняков верхнего эйфеля и, возможно, песчаников нижнего эйфеля. В качестве флюидоупоров следует принять эйфельско-живетские глины, а ловушка должна быть оконтурена изогипсой минус 5900–6000 м. II опорный горизонт располагается на глубине 3600–3700 м. Он литологически и термодинамически связан с региональной сульфатогалогенной покрышкой (высокоэффективный экран). III опорный горизонт,

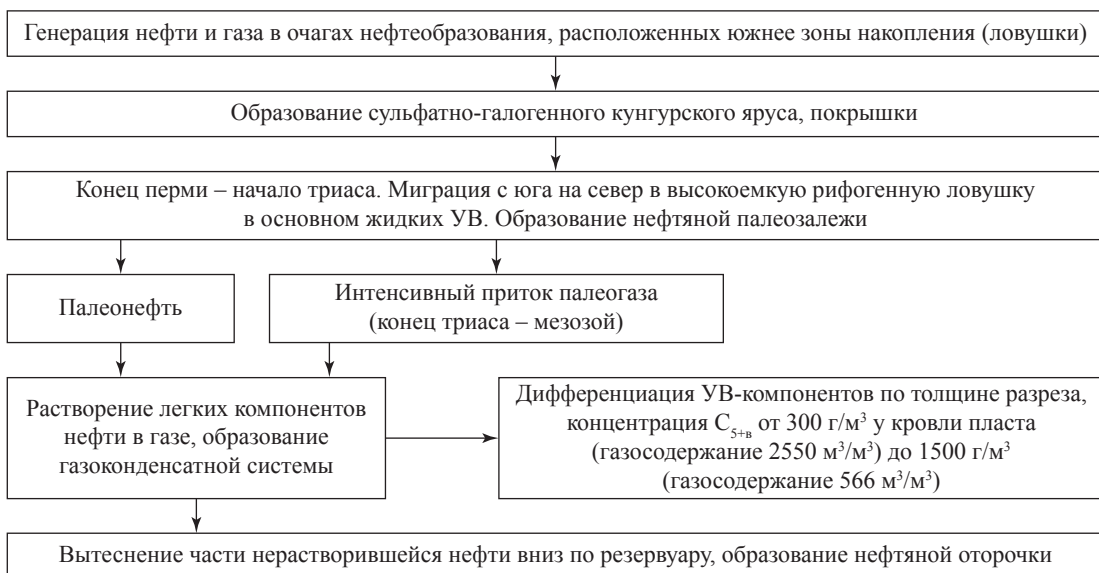


Рис. 3. Схема формирования КНГКМ

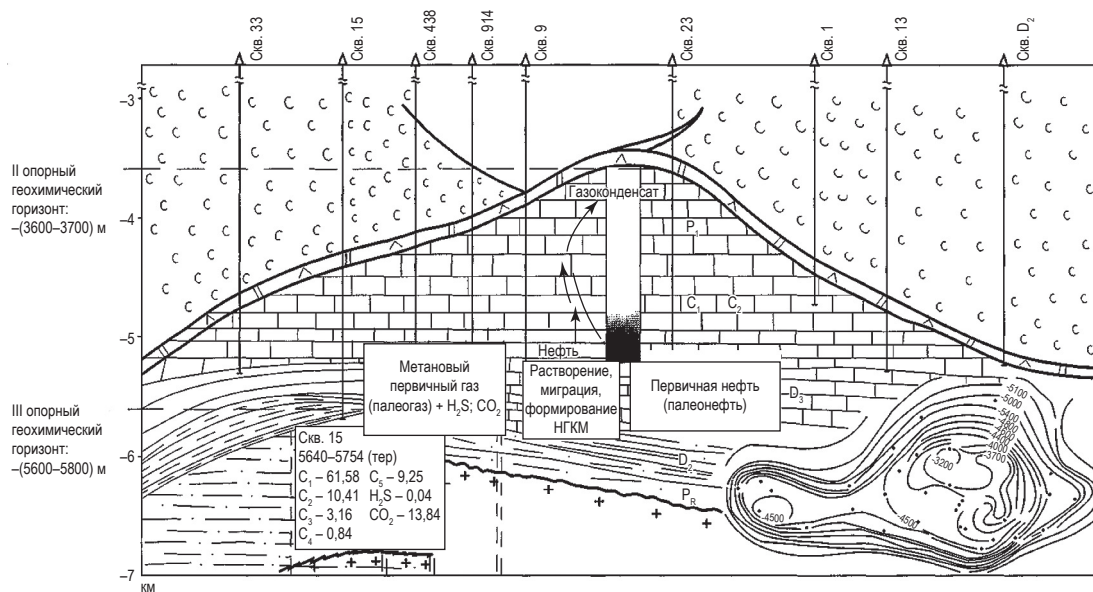


Рис. 4. Геологический профиль КНГКМ

связанный с изменением литологии, т.е. переходом карбонатных отложений в терригенные верхнедевонские, фиксируется на глубине 5600–5800 м. Пластовая температура возрастает с глубиной от 343–345 К в верхней части карбонатного массива до 353–355 К в подошве залежи. Пластовое давление в залежи изменяется от 52,0–52,5 МПа у кровли до 59,5–60,0 МПа у подошвы. Результаты термодинамического моделирования приведены в табл. 2.

Моделирование (реконструкция ПГЖС) включает подбор состава палеонефти и палеогаза с последующими PVT-исследованиями

на установке фазовых равновесий. В ходе PVT-исследований проводится растворение палеонефти в палеогазе в массовых соотношениях 50 % жидкой фазы и 50 % газовой, согласно соотношению газообразных и жидких УВ ПГЖС КНГКМ, с последующим переводом полученной смеси при высоких давлениях и температурах в «закритическое» состояние [10]. В таких жестких термодинамических условиях проявляется эффект «термодинамической памяти», когда газожидкостная смесь в камере PVT разделяется (сверху вниз) с распределением газожидкостных характе-

Таблица 2

Термодинамическое моделирование КНГКМ

Камера PVT		Плотность жидкой фазы, т/м ³	Газосодержание, м ³ /м ³	Соответствие газожидкостным параметрам КНГКМ по глубине	Условные запасы жидких УВ, %
зона	уровень отбора				
Верхняя	1	0,762	2526	3600–3900	8
	2	0,781	2460	3900–4300	18
Средняя	3	0,803	1600	4300–4800	30
	4	0,819	1428	4800–5000	18
Нижняя	5	0,846	625	5000–5100	10
	6	0,876	412	5100–5200	16
Палеонефть ароматического типа, плотность – 0,807 т/м ³		Растворение на PVT-установке: давление – 75 МПа; температура – 413 К		Палеогаз, мол. %: C ₁ – 75,7; C ₂ – 5,63; C ₃ – 2,25; C ₄ – 1,1; H ₂ S – 3,85; CO ₂ – 8,89; N ₂ – 1,2	

ристик, близким к распределению реальных ПГЖС КНГКМ.

В отличие от Астраханского на Карачаганском месторождении произошло распределение состава пластовой смеси по толщине. С позиции классической термодинамики для КНГКМ применима модель распределения УВ-компонентов в залежах большей толщины. Согласно этой модели в процессе формирования месторождений с большой толщиной продуктивного пласта происходит гравитационное перераспределение компонентов смеси: более легкие оказываются вверху, более тяжелые перемещаются вниз. При высоком содержании жидких УВ-компонентов образуется нефтяная оторочка. Процесс распределения завершается установлением в залежи термодинамического равновесия. Подобное распределение состава пластовой смеси по разрезу залежи демонстрирует особое состояние газожидкостной системы, которое характеризуется плавным переходом из газообразного состояния в жидкое без фазовых границ. Основные условия:

- наличие аномально высокого пластового давления, когда давление в каждой определенной области залежи превышает давление перехода пластовой смеси в закритическое состояние при пластовой температуре;
- значительная толщина продуктивного пласта, когда в условиях гравитационного поля происходит существенное перераспределение состава пластовой смеси по толщине залежи.

Результаты исследования состава пластового газа и пластовой нефти показывают, что по высоте залежи прослеживается дифференциация УВ-компонентов [10], выражающаяся в существенном утяжелении состава

пластовой смеси в направлении от кровельной части к подошвенной при относительном постоянстве количества неуглеводородных компонентов (сероводорода и углекислого газа). Характерно, что в газоконденсатной части разреза содержание гомологов метана в пластовом газе находится на одном уровне (в среднем 9–11 мол. %), при переходе в область нефтяной оторочки оно увеличивается до 14–17 мол. %. Наиболее выражена дифференциация по высокомолекулярным УВ (C₅₊). Концентрация группы УВ C₅₊ увеличивается с глубиной от 5,36 мол. % (300 г/м³) у кровли пласта до 12–18 мол. % (1500 г/м³) в его подошвенной части. При этом по мере углубления увеличиваются плотность и молекулярная масса стабильного конденсата. Суммарное содержание потенциальных растворителей гомологов метана и неуглеводородных компонентов составляет 14–22 мол. % в газоконденсатной части и 24–26 мол. % в нефтяной.

Закономерность распределения потенциального содержания конденсата в зависимости от гипсометрического положения объекта опробования обосновывалась законом распределения Больцмана. Этот подход дал хорошие результаты при обосновании закономерности распределения C₅₊ по глубине для уникального КНГКМ: при углублении газоконденсатной залежи с 3500 до 5000 м содержание C₅₊ увеличилось более чем в 3 раза – от 300 до 1000 г/м³. Однако на Вуктыльском месторождении содержание C₅₊ при изменении глубины с 2500 до 3400 м увеличилось приблизительно на 20 %. Применительно к основной залежи Оренбургского НГКМ площадью 120×28 км с карбонатными отложениями

пермского и карбонового возрастов толщиной свыше 500 м в интервале глубин 1400–1900 м не отмечено существенных признаков изменения содержания C_{5+} . При этом данные ВолгоУралНИПИгаза свидетельствуют, что содержание углеводородных компонентов (сероводорода, азота, углекислого газа) и углеводородов C_2 – C_4 в пластовой смеси Оренбургского НГКМ колеблется в довольно

значительных пределах. Также не выявлено существенного изменения C_{5+} по разрезу ачимовских отложений на глубинах 3500–3650 м.

Следовательно, при толщинах менее 400–500 м возможна схожесть фактических данных с прогнозными закономерностями распределения содержания C_{5+} , выявленными с использованием закона Больцмана.

Список литературы

1. Зорькин Л.М. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов / Л.М. Зорькин, И.С. Старобинец, Е.В. Стадник. – М.: Недра, 1984. – 248 с.
2. Иванов Ю.А. Условия раздельного формирования газоносных и нефтеносных зон в подсольевых отложениях Прикаспийской впадины: обзор. инф. / Ю.А. Иванов, П.М. Ломако, А.А. Клещев // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1983. – № 3. – 41 с.
3. Лапшин В.И. Геохимические и термодинамические аспекты прогнозов нефтегазоносности глубокозалегающих палеозойских отложений Прикаспийской впадины / В.И. Лапшин, А.З. Саушин, А.Ф. Ильин и др. // Труды АстраханьНИПИгаз. – 1999. – Вып. 1. – С. 14–28.
4. Мартос В.Н. Особенности фазового состояния пластовых газоконденсатных систем с повышенным содержанием высококипящих УВ / В.Н. Мартос, В.И. Лапшин, Г.П. Былинкин и др. // Геология нефти и газа. – 1990. – № 10. – С. 27–28.
5. Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа. – М.: ВНИИЯГГ, 1971. – Вып. 10. – 195 с.
6. Семенович В.В. Некоторые проблемы нефтегазоносности Прикаспия / В.В. Семенович // Геологические основы создания Прикаспийского нефтегазодобывающего комплекса. – М.: Наука, 1990. – С. 134–142.
7. Соколов В.А. Геохимия природных газов / В.А. Соколов. – М.: Недра, 1971. – 336 с.
8. Старосельский В.И. Этан, пропан, бутан в природных газах нефтеносных бассейнов / В.И. Старосельский. – М.: Недра, 1990. – 186 с.
9. Былинкин Г.П. Моделирование генезиса Карачаганакского месторождения / Г.П. Былинкин // Геология нефти и газа. – 1990. – № 8. – С. 10–13.
10. Лапшин В.И. Термогазодинамические особенности формирования и извлечения пластовых флюидов на Астраханском месторождении: обзор. инф. / В.И. Лапшин, Д.В. Изюмченко, В.А. Николаев и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 86 с.

Thermodynamic modelling of bedded fluidal systems forming within deep oil-and-gas-condensate fields

V.I. Lapshin¹, A.N. Volkov², A.A. Konstantinov^{1*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky District, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta Subsidiary, Bld. 1a, Sevastopolskaya street, Ukhta 169300, Russian Federation

* E-mail: A_Konstantinov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Due to investigation of geological, physical-chemical and thermodynamic characteristics of miscellaneous hydrocarbon gas-liquid systems one can reconstruct the generation provision of bedded fluidal systems and forecast their special features. So, by means of paleo-tectonic, geochemical and thermodynamic methods the processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbon and non-hydrocarbon components of bedded fluids in deep fields (namely, Astrakhan, Vuktyl and Karachaganak ones) were studied. As a result, a thermodynamic model was designed. It grounds on:

- a field-shaping chart;
- a principal of separate generation of liquid and gaseous hydrocarbons in the most favorable zones;

- retrospective analysis and reconstruction of paleo-oil and paleo-gas according to physical-chemical and genetic exponents.

Proper thermodynamic modelling finds expression in dissolution of paleo-oils within paleo-gases (at a PVT camera) when gas-condensate systems are converted into a supercritical state under the pressures exceeding 80 MPa and the temperatures more than 423 K. It allows for reproducing real gas-liquid systems.

Distribution pattern for potential content of condensate depending on hypsometric position of an object being approbated grounds on Boltzmann distribution. Such an approach was successfully applied to substantiation of C_{5+} distribution by depths in respect to unique Karachganak field. It is pointed out that, when thickness is less than 400–500 m, factual data will possibly correspond to a forecast of C_{5+} distribution according to Boltzmann Law.

References

1. ZORKIN, L.M., I.S. STAROBINETS, Ye.V. STADNIK. *Geochemistry of natural gases in oil-and-gas-bearing basins* [Geokhimiya prirodnykh gazov neftegazonosnykh basseynov]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
2. IVANOV, Yu.A., P.M. LOMAKO, A.A. KLESHCHEV. Provision for separate forming of gas-bearing and oil-bearing zones in subsalt sediments of Caspian Lowland [Usloviya razdelnogo formirovaniya gazonosnykh i neftenosnykh zon v podsolevykh otlozheniyakh Prikaspiyskoy vpadiny]. *Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Moscow: VNIIEgazprom, 1983, no. 3. (Russ.).
3. LAPSHIN, V.I., A.Z. SAUSHIN, A.F. ILIN et al. Geochemical and thermodynamic aspects of forecasts for oil-and-gas bearing capacity of deep Paleozoic sediments at Caspian Lowland [Geokhimicheskiye i termodinamicheskiye aspekty prognozov neftegazonosnosti glubokozalegayushchikh paleozoyskikh otlozheniy Prikaspiyskoy vpadiny]. *Trudy AstrakhanNIPGaz*. 1999, no. 1, pp. 14–28. (Russ.).
4. MARTOS, V.N., V.I. LAPSHIN, G.P. BYLINKIN et al. Peculiarities in phase state of bedded gas-condensate systems with elevated high-boiling hydrocarbons [Osobennosti fazovogo sostoyaniya plastovykh gazokondensatnykh sistem s povyshennym soderzhanijem vysokokipyashchikh UV]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1990, no. 10, pp. 27–28. ISSN 0016-7894. (Russ.).
5. *Results of development and approbation of direct geochemical methods for oil and gas fields prospecting* [Resultaty razrabotki i oprobovaniya pryamykh geokhimicheskikh metodov poiskov mestorozhdeniy nefiti i gaza]. Moscow: All-Union Research Institute of Nuclear Geophysics and Geochemistry (VNIIYaGG), 1971, iss. 10. (Russ.).
6. SEMENOVICH, V.V. Some issues of oil-and-gas-bearing capacity of the Caspian Sea region [Nekotoryye problemy neftegazonosnosti Prikaspiya]. In: *Geological principals of Prikaspiyskiy Oil-Gas-Production Complex creation* [Geologicheskiye osnovy sozdaniya Prikaspiyskogo neftegazodobyvayushchego kompleksa]. Moscow: Nauka, 1990, pp. 134–142. (Russ.).
7. SOKOLOV, V.A. *Geochemistry of natural gases* [Geokhimiya prirodnykh gazov]. Moscow: Nedra, 1971. (Russ.).
8. STAROSELSKIY, V.I. *Ethane, propane, butane in natural gases of petroleum-bearing basins* [Etan, propan, butan v prirodnykh gazakh neftenosnykh basseynov]. Moscow: Nedra, 1990. (Russ.).
9. BYLINKIN, G.P. Modelling genesis of Karachganak field [Modelirovaniye genezisa Karachaganakskogo mestorozhdeniya]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1990, no. 8, pp. 10–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
10. LAPSHIN, V.I., D.V. IZUMCHENKO, V.A. NIKOLAYEV et al. *Thermal and gas-dynamical features of Astrakhan-field bedded fluids generation and extraction* [Termogazodinamicheskiye osobennosti formirovaniya i izvlecheniya plastovykh flyuidov na Astrakhanskom mestorozhdenii]: review. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2010. (Russ.).