

# МОДЕЛИРОВАНИЕ В ГЕОЛОГИИ

УДК 553.98:551.762 (262.81)

## **МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ И ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ ТИТОНСКОГО ЯРУСА В СРЕДНЕМ КАСПИИ**

© 2019 г. Л. А. Анисимов  
ЛУКОЙЛ-Инжиниринг

DOI: 10.24411/1997-8316-2019-19903

*Аннотация:* открытие нефтегазовых месторождений в акватории Среднего Каспия поставило ряд вопросов о перспективах их освоения. Проблемы связаны с высоким содержанием конденсата и наличием в составе газа сероводорода. Анализ распределения этих компонентов по залежам позволил предложить двухэтапный процесс формирования месторождений – сингенетичный по нефти и эпигенетичный по газу. В соответствии с этой моделью обосновывается вероятность образования зон с летучей нефтью, что необходимо учитывать при разработке месторождений.

*Ключевые слова:* Средний Каспий, газонефтяные месторождения, сероводород, конденсат, летучая нефть, разработка.

Анисимов Леонид Алексеевич e-mail: leonid.anisimov@lukoil.com

## **THE MODEL OF FORMATION AND PHASE STATE OF TITONIAN HYDROCARBON DEPOSITS IN THE MIDDLE CASPIAN**

**L. A. Anisimov**  
LUKOIL-Engineering

*Abstract:* the discovery of oil and gas fields in the Middle Caspian raised a number of questions about the prospects of their development. The problems are related to the high condensate content and the presence of hydrogen sulfide in the gas. Analysis of the distribution of these components in the deposits is allowed to propose a two-stage process of formation of deposits: syngenetic for oil and epigenetic for gas. In accordance with this model, the probability of formation of zones with volatile oil is justified, which should be taken into account during development of fields.

*Keywords:* Middle Caspian, gas and oil fields, hydrogen sulfide, condensate, volatile oil, development.

**Геолого-геохимические условия формирования месторождений в Средне-Каспийском бассейне**

Средне-Каспийский нефтегазоносный бассейн, в состав которого входит месторождение им. Ю. С. Кувыкина, характеризуется двумя особенностями: широким распространением нефтей с аномальным содержанием парафина и наличием провинции сероводородсодержащих нефтей и газов. Эти особенности своеобразно проявились в условиях залегания и составе нефтей и газов, месторождения которых недавно открыты в верхнеюрских отложениях в акватории Каспийского моря.

В справочнике по геохимии нефти и газа, подготовленном сотрудниками ВНИГРИ в 1988 году [10], отмечается, что состав парафинов отражает степень участия в исходной биомассе наземных растений. По содержанию парафина нефти морского и континентального генезисов сильно различаются: первые – малопарафинистые (первые единицы%), вторые – высокопарафинистые (до 15–20%). Содержание парафина в наиболее широко распространенных нефтях гумусово-сапропелевого типа варьирует в широком диапазоне значений и в первичных нефтях зависит от доли гумусовой составляющей в исходном ОВ.

Щедро обогащенными углистым веществом оказались базальные отложения эпигерцинских платформ, что можно связать с наиболее активной фазой разрушения орогенов, сложенных каменноугольными угленосными толщами. Среди мезозойских отложений эпигерцинских плит юга СССР – Скифской и Туранской, наибольшей и повсеместной угленосностью характеризуются ниже-среднеюрские образования. С ними связаны угольные месторождения Баксано-Кубанского и Дагестанского районов Большого Кавказа, Большого Балхана, Туаркыра и Центрального Мангыш-

лака. В закрытых районах Средней Азии и Предкавказья практически во всех поисково-разведочных скважинах породы нижней – средней юры обладают повышенной и высокой угленосностью за счет развития многочисленных пластов, линз и прослоев угля, углистых глин и алевролитов.

В противоположность парафину, накопление серы как в минеральной части породы, так и в нефтях происходит в седиментационный и диагенетический этапы литогенеза и связано с морскими условиями осадконакопления, которые определяют захоронение в осадках ОВ преимущественно сапропелевой природы. Вследствие этого битумоиды гумусовых углей и ОВ, рассеянного в континентальных аллювиально-болотных толщах, содержат большое количество твердых УВ и являются малосернистыми, и наоборот, битумоиды из морских отложений содержат мало твердых УВ и значительно обогащены сернистыми соединениями.

Скоробогатовым В. А. в 1976 г. был предложен коэффициент П/С «континентальности» нефтей, который подсчитывается по массовому отношению содержания твердых УВ – парафина (П) и серы (S) [5]. Данный коэффициент генетический, поскольку парафин и сера в нефтях являются своеобразными антиподами. Основными источниками осернения нефтей считаются сульфаты морской воды, тогда как воды континентального генезиса не содержат сульфатов в таких концентрациях, как в морской воде. С погружением пород и ростом пластовых температур до 160° С плотность и в меньшей мере сернистость битумоидов и нефтей в залежах прогрессивно уменьшаются за счет образования сероводорода, в то время как в изменениях содержания парафина такой закономерности не установлено.

Переходя к объяснению уникальной парафинистости нефтей северного борта Средне-Каспийского бассейна, можно пред-

положить, что она связана с разрушением герцинских складчатых сооружений кряжа Карпинского. Каменноугольные терригенные формации Донбасса дают представление об объеме и вещественном составе обломочного материала, поступающего в триасовые рифтовые долины и юрские бассейны седиментации от Донбасса до Устюрта. Если предположить, что углистое вещество явилось источником углерода для газов и парафинистых нефтей, то именно разрушенные угленосные формации каменноугольного возраста стали основой нефтегазоносности ряда мезозойских бассейнов [2].

Терригенные комплексы юры на эпигерцинских плитах имеют большие мощности, измеряемые многими сотнями метров, и развиты, как правило, в наиболее погруженных зонах в условиях высоких давлений и температур, способствующих наиболее полному преобразованию органического вещества и углей. Все это, наряду с благоприятной геодинамической характеристикой и наличием в них многочисленных месторождений нефти и газа, дает основание рассматривать данные толщи в качестве основных нефтегазопроизводящих свит на молодых платформах.

В отличие от парафина сероводород характерен для сульфатно-карбонатных комплексов морского генезиса, причем наблюдается широкий диапазон колебаний концентраций сероводорода. Флуктуации в концентрации сероводорода в природных и попутных газах – обычное явление, характерное как для локальных газовых залежей, так и в отдельных скважинах в течение их эксплуатации. В газоконденсатной залежи Оренбургского месторождения концентрации  $H_2S$  в газе в западной части колеблются в пределах 1,5–2%, на восточных участках они достигают 4,7%. При разработке Кленовского месторождения в Волгоградской области изменения концентрации  $H_2S$  в попутном газе от 1% до 16% установлены

в большом количестве проб [1]. В попутном и водорастворенном газе концентрация  $H_2S$  может быть в разы выше, чем в контактирующем свободном газе за счет хорошей растворимости  $H_2S$  в нефти и в воде.

Причины колебаний концентраций  $H_2S$  могут быть связаны как с природными факторами его накопления и распределения в системе «газ-нефть-вода-порода», так и зависят от условий отбора и хранения проб.

*Природные факторы:*

– масштабы осернения органического вещества при диагенезе и, соответственно, масштабы и характер нефтеобразования и генерации  $H_2S$  при катагенезе (температуры 120–130° С); масштабы осернения зависят от присутствия в породе (и в бассейнах седиментации) сульфатных минералов;

– характер осернения зависит от положения и колебания окислительно-восстановительной границы в осадке, в восстановительной среде формируется преимущественно сероводород, в присутствии кислорода происходит образование рассеянной элементарной серы, которая затем при катагенезе реализуется в сероводород;

– при формировании залежей концентрации  $H_2S$  зависят от соотношения реагирующих объемов нефти, газа и воды; хорошая растворимость сероводорода в нефти и в воде определяет его преобладание в попутном и водорастворенном газах по сравнению со свободным газом: экстракция жидких углеводородов и сероводорода из нефтей и органического вещества (промывка) мигрирующим из глубины газом также ведет к изменению концентраций  $H_2S$ .

Эти процессы генерируют относительно низкие концентрации  $H_2S$  (от следов до 2–3% объемных процентов) при погружении пород в зону катагенеза. Такой сероводород называется *катагенным*. Катагенный сероводород характеризуется пониженным содержанием тяжелого изотопа  $S^{34}$ , до 10 промилле. На месторожде-

ниях Хвалынского и Кувыкина сероводород по своему изотопному составу относится к «облегченному» типу и, следовательно, также является катагенным. Концентрации сероводорода в природных и попутных газах титонского яруса в Среднем Каспии показаны на рисунке 1. Максимальные концентрации во втором пласте титонского яруса отмечены на востоке месторождения им Ю. С. Кувыкина (Сарматская структура) и на Хвалынской структуре.

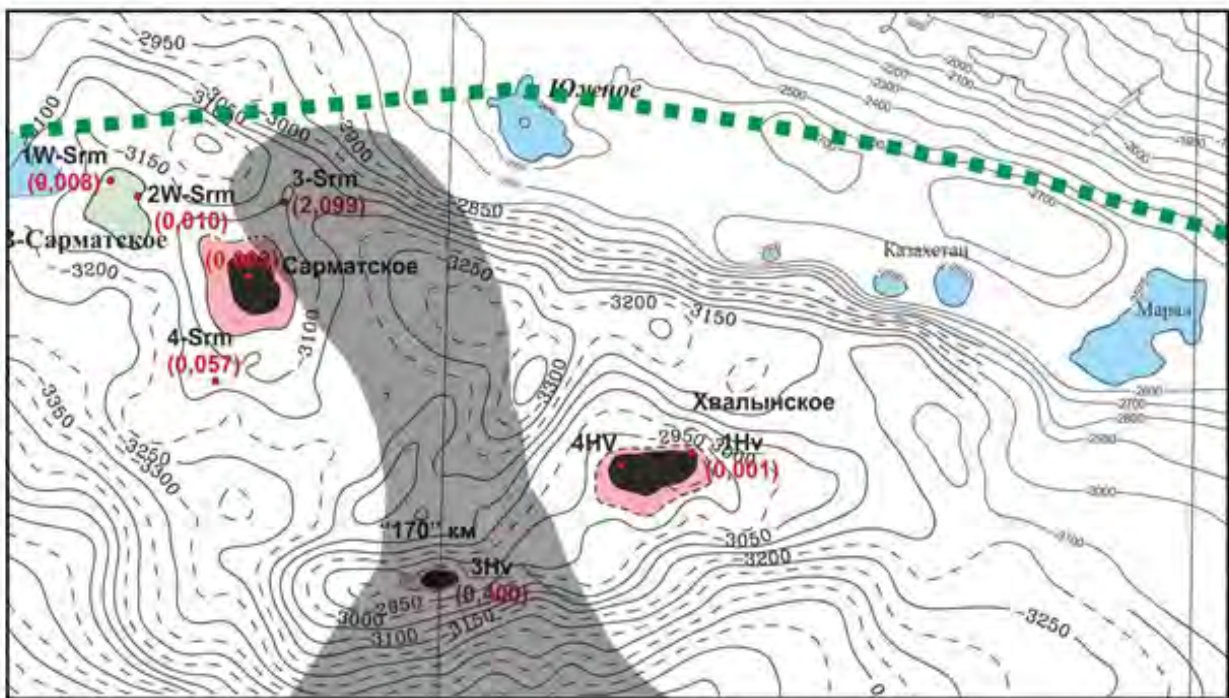
В глубоких частях осадочного бассейна создаются условия для прямого взаимодействия углеводородов и сульфатов при температуре более 150° С, когда возможно образование *термохимического* сероводорода. Сероводород такого генезиса существенно обогащен тяжелым изотопом S<sup>34</sup>, до 20 промилле. Такой сероводород определен в скв.1 Хазри в пределах Восточно-Сулакского вала в Среднем Каспии.

Описанные выше процессы и термодинамические параметры осадочной толщи

являются основой для прогноза концентраций сероводорода в природных и попутных газах при проектировании поискового и разведочного бурения в Среднем Каспии и заключаются в следующем.

1) Основной зоной генерации сероводорода является сульфатно-карбонатный комплекс верхней юры. Вне зоны распространения сульфатных пород заметных концентраций сероводорода в нефтях и газах не прогнозируется.

2) В пределах акватории Среднего Каспия при пластовых температурах выше 60–80° С возможна генерация катагенного сероводорода, образованного при деструкции сераорганических соединений, органического вещества и нефтей. Осернение органического вещества произошло при диагенезе осадков биогенным путем, что сопровождалось фракционированием изотопов и снижением доли тяжелого изотопа. Максимальные концентрации катагенного сероводорода в попутных и природных га-



**Рис. 1. Распространение сероводорода в газах титонских отложений Сарматско-Хвалынской зоны поднятий в акватории Среднего Каспия**

Зона серого цвета с концентрацией H<sub>2</sub>S в газе более 0,1 % мол. Изогипсы по кровле юрских отложений. Зеленая линия – северная граница распространения сульфатных пород

зах Среднего Каспия по фактическим данным не превышают 2 об. % (месторождение им. Ю. С. Кувыкина).

3) Прямое восстановление сульфатов углеводородами (термохимическая сульфатредукция) начинается при температурах более 140–150° С и возможно в глубоких (более 3500–4000 м) сульфатно-карбонатных отложениях Средне-Каспийского осадочного бассейна. В условиях прямой химической реакции изотопного фракционирования не происходит и изотопные соотношения сульфатных минералов и сероводорода примерно равны. Такая ситуация характерна для структуры Хазри, где концентрация сероводорода превышает 10 % в природном газе, а в попутном превышает 18 об. %. Изотопное соотношение 20 промилле.

Решающая роль температур для прогноза концентраций сероводорода требует проведения специальных температурных замеров при поисково-разведочном бурении с последующим обобщением геотермических данных для акватории Среднего Каспия.

К *техногенным факторам*, определяющим концентрацию H<sub>2</sub>S в анализируемых пробах, относят проведение соляно-кислотной обработки (СКО), соотношение воды, нефти и газа в продукции скважины, наличие в стволе технической жидкости и ее свойства, давление в сепараторе при отборе проб и т. д. Поэтому ограниченный объем исследований на поисковом этапе геологоразведочных работ не всегда может дать точный ответ о фактических концентрациях H<sub>2</sub>S после начала разработки месторождения.

Таким образом, обобщая данные по условиям образования отложений юрского возраста в акватории Среднего Каспия, можно сделать следующие выводы.

- В среднеюрское время на территории платформы происходило накопление ал-

лювиальных, озерных и прибрежно-морских терригенных отложений.

- Восстановленный углерод в этих отложениях в основном представлен углистым веществом, привнесенным при разрушении пород каменноугольного возраста герцинских орогенов (кряж Карпинского). Его содержание составляет первые проценты от объема породы.
- Континентальные субугленосные формации продуцируют сухие газы и высокопарафинистые нефти с низким содержанием серы. Среднекаспийский бассейн является одним из крупнейших в мире скоплений нефтей с аномально высоким (более 20 %) содержанием парафина.
- В позднеюрское время в осевой зоне Среднего Каспия сформировался морской бассейн с накоплением органического вещества сапропелевого типа. В условиях аридного климата происходило накопление сульфатных минералов и пород, диagenетические процессы сопровождались осернением органического вещества.
- В зависимости от генерационного потенциала двух видов органического вещества и миграционных процессов в верхнеюрских отложениях в зоне катагенеза формировались залежи высокопарафинистых нефтей, содержащих в попутных газах «запрещенный» сероводород.

#### **Сероводород в нефтях и газах месторождений Сарматско-Хвалынской зоны поднятий**

Колебания концентраций сероводорода в природных и попутных газах в пределах структур Среднего Каспия определяются комплексом факторов, упомянутых выше, которые формируют его накопление и диссипацию в каждом отдельном случае. Показательны в этом отношении данные по нефтегазовым залежам месторождений

им. Ю.С. Кувыкина (Сарматская структура), Хвалынского и «170-й км». На этих месторождениях в титонских отложениях выделяются 3 продуктивных пласта, сложенные сульфатно-карбонатными породами и разделенные глинистыми перемычками.

При исследовании состава природных и попутных газов титонских отложений в скв.1, 2 Западно-Сарматских, скв.1, 2, 3, 4 Сарматских проведено значительное количество анализов на содержание сероводорода. Разброс концентраций от 0 до 2% мол. В большинстве проб, взятых из верхнего пласта, концентрации не превышают долей %, и только в скв.3 Сарматской концентрация составляет 2%.

При бурении скважины промысловая жидкость с высокими значениями pH (до 9 и выше) проникает в проницаемые пласты и нейтрализует сероводород в окрестной зоне. На этом принципе основаны некоторые методы очистки газа от сероводорода. При высоких концентрациях (скв.3 Сарматская) полная очистка не происходит, хотя концентрация  $H_2S$  в газе снижается. Поэтому для получения истинных концентраций необходима длительная отработка скважины.

При испытании в колонне у большинства проб в газе появляется  $H_2S$ , концентрации которого приводятся в таблице 1.

Основные требования к товарному газу по ОСТ 51.40–93 и ГОСТ 5542–87 приведены в таблице 2.

Аналогичные требования к газу, поступающему в трубопровод, соответствуют стандарту ГАЗПРОМа (СТО ГАЗПРОМ 089–2010). Очевидно, что даже без учета данных по скв.3 Сарматской газ для подачи на внешний транспорт потребует специальной подготовки, так как концентрация сероводорода в нем несколько превышает допустимую для товарного газа.

Что касается скв.3 Сарматской, где отмечены аномальные концентрации  $H_2S$ , то ре-

зультаты исследований ее объектов весьма своеобразны.

1) В 1 пласте отмечен газ с недонасыщенным конденсатом, в газе сероводород отсутствует.

2) Во 2 пласте ОПК пробы (3227–3228,9 м) показали концентрацию  $H_2S$  — 0,479% мол. При испытании интервалов 3221–3242,5 и 3261,5–3271 м отмечен слабый приток газа, а в пробе, отобранной при завершающей промывке из сепаратора, газ не содержал  $H_2S$ . Однако в пробе, отобранной при слабом притоке газа, концентрация  $H_2S$  — 0,002%. После проведения СКО — приток газа, конденсата и воды, концентрация  $H_2S$  — 2%.

3) При испытании 3 пласта методом ГДК в интервале 3259,8–3285 поучена нефть, содержание  $H_2S$  в газе — 1,5%.

Таким образом, до проведения СКО не было получено аномальных концентраций  $H_2S$ . Можно предположить, что СКО активировала изолированные зоны карбонатного коллектора, где сохранились повышенные концентрации  $H_2S$ . Получается, что даже во 2 пласте разные участки коллектора по разрезу содержат флюиды с различным содержанием  $H_2S$ . Повышенные значения концентрации  $H_2S$  в попутном газе указывают на генетическую связь с  $H_2S$  именно нефти, а не газа.

### Вероятная модель формирования залежей титонского яруса

Для месторождений Среднего Каспия характерно значительное преобладание газа над нефтью, что привело к мнению о двухэтапном формировании месторождений региона [11]. Если принять концепцию глубинной миграции бессернистого газа, то внедрение его в пласты титонского яруса, насыщенные нефтью с  $H_2S$ , формирует различный уровень концентраций в зависимости от соотношения объемов газа и неф-

Таблица 1

Концентрация сероводорода при испытании скважин

Скважина	Глубина взятия пробы	Концентрация, % мол.
<b>1 пласт</b>		
1 Западно-Сарматская	3206,0–214,0	0,001
1 Сарматская	3072,0–3094,0	0,0006
2 Сарматская	3126,4–3146,2	0,002
3 Сарматская	3160,0–3166,0	0,001
<b>2 пласт</b>		
1 Сарматская	3125,0–3133,0	0,000
3 Сарматская	3261,5–3271,0 3221,0–3242,0	2,099
4 Сарматская	3218,0–3235,0	0,055
<b>3 пласт</b>		
1 Западно-Сарматская	3290,0–3297,0	0,004
2 Западно-Сарматская	3235,0–3294,0	0,006
1 Сарматская	3125,0–3144,0 3157,0–3171,0	0,003
2 Сарматская	3205,0–3217,0	0,015
4 Сарматская	3252,0–3263,0	0,057

Таблица 2

Показатель	ОСТ	ГОСТ
	51,40–93	5542–87
<b>Массовая концентрация сероводорода, мг/м<sup>3</sup>, не более</b>	7 (20)	20

ти, взаимодействующих в различных частях структуры. Данная модель не претендует на абсолютное значение, но она помогает понять возможные причины колебаний концентраций сероводорода в каждом пласте и каждой скважине.

Рассмотрим возможную применимость этой модели к данным по скв.3 Сарматской, где зафиксированы максимальные концентрации H<sub>2</sub>S во 2 пласте титонского яруса. Сульфатные породы – ангидриты – распре-

делены по всему разрезу, причем отмечается как пластовое залегание ангидрита, так и в виде включений, выполняющих трещины, а также замещения карбонатных пород по обломочному детриту. Следовательно, помимо сульфатной седиментации произошла «пропитка» слоистой толщи сульфатами и в ряде случаев кремнистым материалом в результате вторичных процессов.

С точки зрения нефтенасыщенности керны по данным Rock-Eval анализа и ка-

пиллярной газожидкостной хроматографии, проведенных в лаборатории геохимии углеводородов и органического вещества ВолгоградНИПИморнефть, разрез не является однородным. Для скв.3 Сарматской наибольшая нефтенасыщенность керна характерна для 2 пласта в интервале 3226–3274 м. Для скв.2 Западно-Сарматской высокая нефтенасыщенность характерна для всего вскрытого разреза юрских отложений.

При испытании скважин Сарматской структуры получены три типа жидких углеводородов – конденсат, нефtekонденсатная смесь, нефть.

Отличительные признаки жидких углеводородов приводятся в таблице 3.

Геохимические исследования показали, что зоны нефтеобразования приурочены к нижним пластам титонских отложений. В то же время отсутствие или весьма низкие концентрации  $H_2S$  в газовой фазе свидетельствуют об эпигенетической природе газа, что заставляет принять двухступенчатый вариант модели формирования месторождения – сингенетичный по нефти и эпигенетичный по газу.

Формирование нефтегазового месторождения за счет внедрения газа в нефтенасыщенную зону пласта ведет к разнообразным процессам фазовых переходов, обогащению газа тяжелыми компонентами конденсатов и утяжелению нефти за счет вымывания легких компонентов нефтей (gas washing process). Данный процесс рассмотрен нами для ряда месторождений Прикаспийской впадины, прежде всего для месторождения Карачаганак [12], где при внедрении газа

в нефтяную оторочку происходит «вымывание» из нефти легких компонентов, ее утяжеление и в то же время обогащение газа конденсатом.

Предельное газосодержание системы определяет возможность фазовых переходов при изменении ее термодинамических параметров и состава, что неизбежно при снижении пластового давления в призабойной зоне. Основное следствие таких процессов связано с переходом в двухфазную систему, уменьшением фазовой проницаемости в призабойной зоне и возникновением аномальных значений скин-эффекта.

Комплекс геологических данных – АВПД в нижележащих отложениях, высокая газонасыщенность, отсутствие или весьма низкие концентрации сероводорода в газоносной зоне, свидетельствует об эпигенетичном характере основной массы газа на месторождении. Генерация нефти в сульфатно-карбонатной формации титонского яруса имеет ограниченное распространение (2 и 3 пласты), и при взаимодействии нефти и газа наблюдается предельное насыщение газа конденсатом и утяжеление нефти.

После прохождения газа через нефтеносную зону при снижении давления может происходить выпадение конденсата в пласте; аналогичный процесс возникает при отборе газа, что ведет к образованию в пласте участков, насыщенных нефтью переходного состояния. Процесс имеет негативные последствия с точки зрения потери конденсата и значительного снижения фазовой проницаемости.

Таблица 3

**Параметры жидких углеводородов по Сарматской структуре**

Тип флюида	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Парафин, %	Смолы, %	Сера, %
Конденсат	751–798	1,12–2,97	0,05–0,37	0,04–0,10
Нефtekонденсатная смесь	757–774	3,02–5,03	0,20–0,46	0,08–0,13
Нефть	814–827	8,79–12,5	0,98–2,01	0,29–0,42



Нефти переходного состояния, или летучие нефти (volative oil), занимают промежуточное положение между типичными нефтяными (black oil) и высоконасыщенными газоконденсатными системами и требуют нетрадиционного подхода при разработке месторождений. Вопрос детально рассмотрен в ряде работ [3, 4, 6, 13]. По своим параметрам летучая нефть занимает промежуточное положение между нефтью и конденсатами. Возможно, отличие ее от конденсатов связано с условиями формирования залежи. По условиям залегания она является прослойкой между газоносной зоной и нормальной нефтью, мощность которой наибольшая в западной части залежи. Ее толщина максимальна на Западно-Сарматской площади, в скв.3 Сарматской прослойка летучей нефти отсутствует. Здесь газоконденсатная зона контактирует с нефтяной зоной.

Условия для диагенетической сульфатредукции (в бассейне седиментации) и образования сераорганических соединений существовали в зонах, где происходило накопление органического вещества морского генезиса. Здесь при испытании в газе фиксировались максимальные концентрации сероводорода. Верхний пласт насыщен газом (пласт 1), обеднен органикой и не содержит сероводорода. Это доказывает, что газ изначально был бессернистым и его образование не связано с верхнеюрскими отложениями. На западе структуры поступление газа через нефтяную оторочку сопровождалось накоплением летучей нефти, что вело к разбавлению сероводорода. В районе скв.3 Сарматской накопление летучей нефти не происходило, что, возможно, связано с удаленностью основных каналов вертикальной миграции газа.

Выделение контакта газоконденсатной зоны (газ в пластовых условиях) и летучей нефти (жидкость) является трудной задачей, так как их плотности в пластовых условиях

различаются мало. Для Сарматской структуры образование прослойки летучей нефти, видимо, связано с примесью обычной нефти, с которой конденсат смешался при внедрении газа в нефтяную залежь, что облегчило ее выпадение в жидком состоянии.

Таким образом, внедрение такого газа в частично нефтенасыщенные карбонатные коллектора титонского яруса привело к его взаимодействию с сингенетичной нефтью, накоплению в газе конденсата и сероводорода. Там, где газ не взаимодействовал с нефтью (1 пласт), он имеет низкий конденсатный фактор и содержит минимальные концентрации сероводорода. Образование прослойки летучей нефти на западе структуры вело к разбавлению сероводорода, что также снижало его концентрацию в нефти и газе.

### Подходы к разработке газонефтяных месторождений Среднего Каспия

Открытие в Среднем Каспии газоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата (более 300 г/м<sup>3</sup>) поставило вопрос об их рациональной разработке, когда на первое место ставится задача о максимальной конденсатоотдаче залежи. При разработке перспективных месторождений в России такая задача обычно не ставилась.

Так, сайклинг-процесс на Вуктыльском месторождении не был осуществлен, и с 1968 г. оно разрабатывалось на режиме истощения. Основными причинами для отказа от возврата газа в пласт стали опасения низкого охвата пласта (не более 20%) нагнетаемым агентом в условиях резко неоднородного трещиноватого коллектора; решение остановиться на способе разработки, более экономичном с точки зрения материальных и финансовых затрат; отсутствие в стране налаженного производства высоконапорного компрессорного и трубопроводного оборудования;

психологическая неподготовленность специалистов вести разработку на ином, нежели истощение, режиме отбора запасов. Кроме этих причин, что воспрепятствовали внедрению сайклинг-процесса на Вуктыльском месторождении, не последнюю роль играет еще одна – экспортные обязательства по поставкам крупных объемов природного газа в европейские страны при одновременном снижении финансируемых потребностей в газе [9].

Открытие уникальных по запасам газоконденсатных месторождений с высоким содержанием в газе ценных высокомолекулярных углеводородных компонентов побудило газовиков России и Казахстана вновь обратиться к проблеме разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. Были выполнены технико-экономические оценки и подготовлены проектные решения, согласно которым реализация сайклинг-процесса на Уренгойском, Карачаганакском и других месторождениях обеспечивала увеличение конденсатоотдачи продуктивных пластов не менее чем на 10%. Однако до настоящего времени нет уверенности в том, что предусмотренное проектами разработки этих объектов нагнетание сухого газа будет осуществлено.

В настоящее время часть газоконденсатных месторождений США, Канады, некоторых других стран разрабатывались и продолжают разрабатываться в режиме обратного нагнетания газа. Удовлетворительные технико-экономические показатели при реализации сайклинг-процесса получают на месторождениях с начальным содержанием конденсата в газе не ниже 250–300 г/м<sup>3</sup>. Одновременно значительно возрос интерес к закачке в пласт неуглеводородных газов, сначала на месторождениях Канады и США, а в последнее время и на месторождениях Прикаспийской впадины (Карачаганак) [7,8].

Сложившаяся ситуация не является нормальной с точки зрения рациональной разработки газонефтяных месторождений с высоким содержанием конденсата. Негативный опыт, который имел место в прошедшие десятилетия, не должен повторяться. Новые открытия таких месторождений в Каспийском регионе требуют более внимательного отношения к формированию стратегии их разработки.

### **Выводы**

Комплекс геологических данных – АВПД в нижележащих отложениях, высокая газонасыщенность, отсутствие или весьма низкие концентрации сероводорода в газоносной зоне, свидетельствует об эпигенетичном характере основной массы газа на месторождении им. Ю. С. Кувыкина.

Намечается связь между нефтенасыщенностью разреза и концентрациями сероводорода в газе, что указывает на генетическую связь H<sub>2</sub>S и нефтеобразования в титонских отложениях. Сероводород является ключевым компонентом для понимания условий формирования месторождения в сульфатно-карбонатной формации.

Генерация нефти в сульфатно-карбонатной формации титонского яруса имеет ограниченное распространение (2 и 3 пласты). При взаимодействии нефти и газа наблюдается предельное насыщение газа конденсатом и утяжеление нефти.

При внедрении газа в нефтеносную зону и снижении давления может происходить выпадение конденсата в пласте; аналогичный процесс возникает при отборе газа, что ведет к образованию в пласте участков, насыщенных нефтью переходного состояния. Процесс отбора газа имеет негативные последствия с точки зрения потери конденсата и значительного снижения фазовой проницаемости, что следует учитывать при проектировании разработки месторождений Среднего Каспия.

Л и т е р а т у р а

1. Анисимов Л. А., Потапов А. Г. Геология, разведка и разработка залежей сернистых газов. – М.: Недра, 1983. – 197 с.
2. Анисимов Л. А. К вопросу об условиях залегания и генезисе нефтей с аномальным содержанием парафина // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – С. 103–111.
3. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
4. Былинкин Г. П. Оценка фазового перехода глубоко погруженных пластовых флюидов // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2.
5. Ермаков В. И., Скоробогатов В. А. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных формациях. – М.: Недра, 1984. – 205 с.
6. Кронквист Ч. Оценка и разработка пластов с летучей нефтью // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1979. – № 4. – С. 21–32.
7. Методический подход к выбору объектов для применения сайклинг-процесса на Карачаганакском месторождении / И. А. Леонтьев, Н. В. Грачев, М. Я. Зыкин, Н. Г. Куликова // Газовая промышленность. – 1987. – № 12. – С. 34–37.
8. Оценка фазового состояния пластовой смеси в зоне ГНК Карачаганакского месторождения / Г. П. Былинкин, А. В. Урусов, К. К. Матросова и др. // Геология нефти и газа. – 1990. – № 5. – С. 24–27.
9. Сайклинг-процесс – закачка добытого газа обратно в пласт [Электронный ресурс]. – URL: <http://first-drilling.com.ua/2010/03/Cajkling-protsess>.
10. Справочник по геохимии нефти и газа / Неручев С. Г., Рагозина Е. А., Шиманский В. К. и др. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.
11. Формирование газоконденсатных залежей Среднего Каспия / В. П. Дорофеев, А. В. Бочкарев, С. Б. Остроухов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 9. – С. 4–13.
12. Anisimov L., Bylinkin G. Washing processes and fluid variations: phase equilibria to petroleum geochemistry // Oil & Gas Journal. – 2003, Jan. 6. – P. 32–38.
13. McCain W. D., Jr., Bridges B. Volatile Oils and Retrograde Gases – What’s the Difference? // Petroleum Engineer International. – 1994, Jan. – P. 35–36.