

УДК 622.279

Мониторинг состава продукции газоконденсатных скважин на основе данных исследований проб, отобранных с многофазных расходомеров

Е. А. Громова*, С. А. Заночуев

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

*e-mail: eagromova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе обозначены актуальность задачи достоверного прогнозирования состава и свойств пластового газа в ходе разработки газоконденсатных залежей и сложность ее решения для объектов с выявленным наличием областей различного конденсатосодержания. Авторами разработана методология, позволяющая проводить мониторинг состава добываемой продукции газоконденсатных скважин подобных объектов. Приведены примеры успешного применения подхода на газоконденсатных залежах в ачимовских отложениях Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. В основе предложенного подхода лежит использование так называемых флюидальных коэффициентов, рассчитываемых на основе известных компонентных составов различных потоков изучаемой пластовой углеводородной системы. Наличие корреляционной зависимости между определенными «флюидальными коэффициентами» и характеристиками пластового газа (как правило, определяемыми более трудоемкими методами) позволяет оперативно получать важную информацию, необходимую для решения различных задач контроля за разработкой.

Ключевые слова: газоконденсатная залежь; состав пластового газа; изменчивость состава; мониторинг состава; флюидальные коэффициенты

Monitoring the composition of gas condensate well streams based on samples taken from multiphase flow meters

Evgenia A. Gromova*, Sergey A. Zanochev

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: eagromova@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article highlights the relevance of reliable estimation of the composition and properties of reservoir gas during the development of gas condensate fields and the complexity of the task for reservoirs containing zones of varying condensate content. The authors have developed a methodology that allows monitoring the composition of gas condensate well streams of similar reservoirs. There are successful examples of the approach applied in Achimov gas condensate reservoirs at the Urengoy oil and gas condensate field. The proposed approach is based on the use of the so-called fluid factors, which are calculated on the basis of the known component compositions of various flows of the studied hydrocarbon system. The correlation between certain "fluid factors" and the properties of reservoir gas (usually determined by more labor-consuming methods) allows one to quickly obtain important information necessary to solve various development control tasks.

Key words: gas condensate reservoir; formation gas composition; composition variability; composition monitoring; fluid factors

Введение

Эффективное управление разработкой газоконденсатной залежи зачастую связано с возможностью правильного регулирования режимов работы скважин для обеспечения плановых показателей добычи не только основного продукта — газа, но и попутного продукта — конденсата, или, что более корректно, углеводородов (УВ) C_{5+} .

Разработка газоконденсатных залежей сопровождается постоянными изменениями состава и свойств добываемой продукции, связанными с ретроградными процессами, происходящими при изменении термобарических условий в системе «пласт — скважина — сборный пункт». В этих условиях наиболее ценна достоверная информация о начальном составе и свойствах газоконденсатной системы, на основе которой строится понимание фазового поведения пластовой смеси, а также прогнозируются объемы добычи УВ C_{5+} .

Не менее важными для эффективного управления разработкой месторождения являются возможность оперативной оценки рисков возникновения различных осложнений при работе скважин и промыслового оборудования и своевременное их предотвращение. Так, при разработке залежей с высоким содержанием УВ C_{5+} в составе пластового газа актуальным является прогноз возможного отложения парафинов, оказывающего негативное влияние как на добычу, так и на транспорт продукции. Их накопление в скважинном оборудовании снижает продуктивность скважин, а отложения в системе сбора и подготовки мешают процессу транспорта продукции. Незапланированная аварийная остановка скважин и промыслового оборудования оказывает негативное воздействие на работу промысла, снижает эффективность загрузки установки комплексной подготовки газа. Для планирования графика профилактических работ по борьбе с парафиноотложениями с целью бесперебойной работы оборудования важным является знание о динамике их содержания в составе продукции скважин в процессе разработки. Обеспечить соответствующий контроль возможно только при внедрении системы мониторинга состава и свойств добываемой продукции.

Объект и методы исследования

Задачи прогнозирования добычи УВ успешно решаются для газоконденсатных пластов, обладающих хорошей продуктивностью и однородностью состава флюида по площади и разрезу. Сравнение прогнозных и фактических показателей по содержанию УВ C_{5+} в составе пластового газа таких объектов показывает удовлетворительную сопоставимость на длительном сроке эксплуатации месторождения.

Для залежей с наличием геологических нарушений различного типа решение задачи корректного прогнозирования объемов добычи УВ зависит от достоверного выделения областей различного конденсатосодержания. Данная задача значительно усложняется для низкопроницаемых коллекторов, где особое влияние на результаты определения начального состава и свойств пластовых флюидов оказывают режимы эксплуатации скважин, как правило, характеризующиеся значительными депрессиями.

К объектам такого типа относится большинство газоконденсатных залежей в ачимовских отложениях севера Западной Сибири, в которых,

несмотря на значительный объем проведенных газоконденсатных исследований, отмечается существенная неопределенность в начальном потенциальном содержании (ПС) УВ C_{5+} в составе пластового газа. Так, в рамках одного пласта в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения в пределах лицензионных участков АО «Роспан Интернешнл» начальное ПС УВ C_{5+} в пластовом газе при принятом начальном значении 275 г/м^3 отличается более чем в два раза и варьирует в диапазоне от 150 до 330 г/м^3 [1]. Похожая ситуация наблюдается и в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения, расположенных в пределах лицензионных участков других недропользователей, а также соседних месторождений района [2].

Несмотря на высокий охват подобных объектов газоконденсатными исследованиями по площади и разрезу, ни одна PVT-модель, как правило, не позволяет описать широкий диапазон результатов начальных и текущих газоконденсатных исследований (рис. 1 а). Тогда как на «обычных» газоконденсатных объектах высокая точность прогноза состава добываемой продукции достигается использованием одной PVT-модели (рис. 1 б).

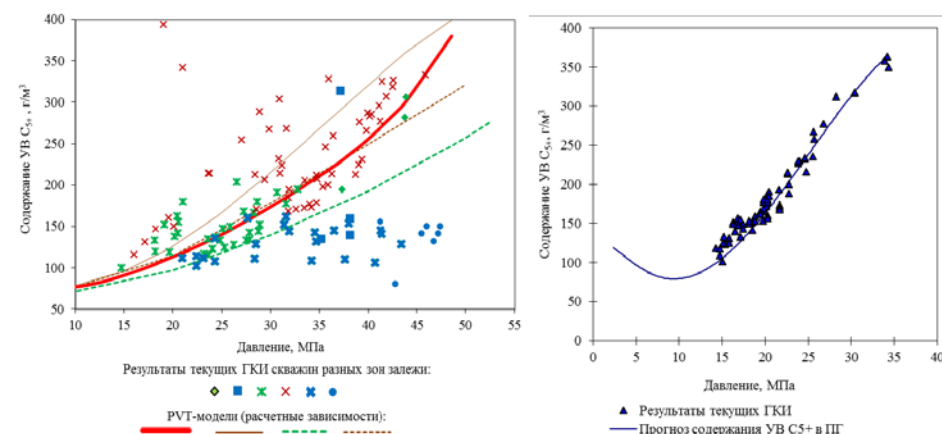


Рис. 1. Сопоставление динамики ПС C_{5+} при снижении пластового давления согласно PVT-моделированию с результатами начальных и текущих газоконденсатных исследований: а) залежь с наличием областей различного конденсатосодержания пластового флюида; б) залежь с равным конденсатосодержанием пластового флюида по площади залежи

Возможными причинами значительного разброса результатов газоконденсатных исследований (ГКИ) на изучаемом объекте могут быть несколько факторов, влияющих на точность определения ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа [3]:

- временной;
- технологические;
- геологические.

Если первые два из перечисленных факторов могут приводить к некорректной оценке начального состава пластового флюида, то третий фактор предполагает необходимость выявления зон различного начального состава и свойств пластового газа.

Наличие неопределенности в начальном и текущем конденсатосодержании пластовой системы не позволяет с необходимой точностью адаптировать действующие гидродинамические модели на историю разработки, затрудняет прогноз добычи УВ C_{5+} , а следовательно, расчет систем сбора, транспорта и переработки добываемой продукции. При этом снижение текущего пластового давления в залежи ниже давления начала конденсации не позволяет за счет проведения дополнительных (текущих) газоконденсатных исследований снизить существующую неопределенность в начальном составе пластовой системы.

На Уренгойском месторождении попытки снизить неопределенность неоднократно предпринимались ранее. Из всех работ в данном направлении две видятся наиболее весомыми. Первая из «гипотез» была предложена специалистами из Тюменского газового института, занимающимися научным сопровождением разработки залежи в районе лицензионного участка, принадлежащего ООО «Газпром добыча Уренгой». В основе подхода лежало наиболее простое объяснение наблюдаемой неоднородности состава — распределение ПС УВ C_{5+} по глубине под действием гравитационного и геотермального полей.

Процессы, описывающие распределение состава пластового флюида по глубине, в разные годы были изучены многими авторами (Намиот, 1954; Schulte, 1980; Whitson, Belery, 1994; Брусиловский, 2002; Pedersen, Lindeloff, 2003 и др.). Некоторые из предложенных расчетных методов доступны к применению в программных продуктах для моделирования свойств флюидов. Однако до сих пор отсутствует общепринятое мнение о том, как учитывать влияние отдельных эффектов применительно к конкретным залежам. Одним из интересных примеров моделирования изменения компонентного состава по глубине является Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение. Несмотря на 50-летнюю историю разработки данного месторождения, до настоящего времени удовлетворительного согласования результатов расчетов с данными эксплуатации скважин не удалось добиться ни для одного из алгоритмов [4].

В последующем при проведении специальных исследований на пяти скважинах одной из ачимовских залежей Уренгойского месторождения (в районе лицензионного участка АО «Роспан Интернешнл») с использованием технологии MDT было показано, что при некотором разбросе данных, связанных с особенностью отбора и исследований проб, в отдельных частях залежи отсутствует явное изменение состава и свойств по глубине (рис. 2). Таким образом, если применение теории изменения компонентного состава по глубине для отдельных частей ачимовских залежей Уренгойского месторождения еще допустимо, то ее распространение на всю залежь не позволяет описать реальный характер распределения конденсатосодержания по данным ГКИ различных скважин.

Вторая «гипотеза» была предложена специалистами из ООО «ТННЦ». Она заключалась в попытке связать линзовидное строение залежи с существующей неопределенностью свойств пластового флюида [1]. Было выделено несколько гидродинамически несвязанных блоков с различными начальными свойствами пластовой УВ системы. Такой подход позволил достичь лучшей адаптации гидродинамической модели, однако по факту

скважины, в которых были вскрыты несколько линз, не подтвердили различия в их свойствах.

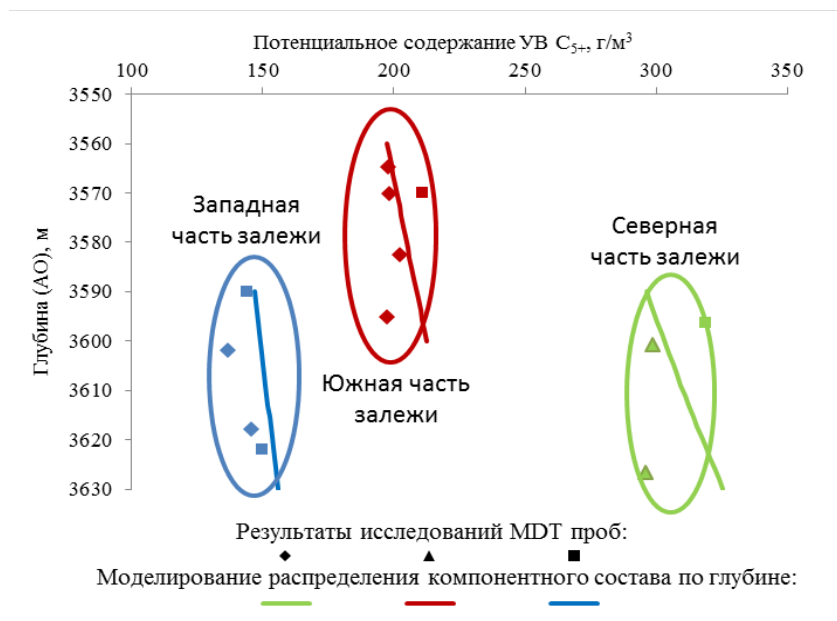


Рис. 2. Результаты определения потенциального содержания УВ C_{5+} в результате исследований с применением технологии MDT

В существующих условиях авторами была предложена и успешно апробирована методология, позволяющая с высокой достоверностью выделять регионы с различными свойствами пластового флюида. В основу разработанного подхода заложено применение так называемых флюидальных коэффициентов, представляющих собой соотношение компонентов в составах различных потоков изучаемой пластовой системы. Аналитические исследования с использованием «флюидальных коэффициентов» широко применяются в геохимии нефти и газа, а также при интерпретации данных газового каротажа. Выявление и корректное установление вида корреляционной связи определенного «флюидального коэффициента» с интересующей характеристикой пластового газа (как правило, определяемой более трудоемкими методами) дает возможность получить информацию для районов, своевременно не охваченных исследованиями; уточнить значения характеристики, которая по какой-то причине была определена с ошибкой; сократить затраты на проведение трудоемких и дорогостоящих промысловых и лабораторных исследований.

На первом этапе исследований авторами статьи была предпринята попытка найти показатели, имеющие четкие корреляционные связи с основной (подсчетной) характеристикой пластового газа — «содержание УВ C_{5+} », но в отличие от него обладающие рядом преимуществ, таких как:

- «легкость» — легко и быстро получить;
- «замеряемость» — измерение прямыми методами;
- «охватность» — покрывают всю площадь залежи;

- «одинаковость» — получены путем одной технологии;
- «независимость» — не зависят от стадии разработки залежи.

Для апробирования методологии была выбрана газоконденсатная ачимовская залежь Новоуренгойского лицензионного участка, находящаяся на стадии активного ввода в эксплуатацию. Для поиска источника данных, удовлетворяющего перечисленным требованиям, был проведен анализ большого объема информации о составе и свойствах пластового флюида залежи, полученной в ходе различного вида исследований. В результате проведенной ревизии наиболее предпочтительной основой для дальнейших аналитических исследований была признана база данных исследований проб газа и конденсата, отобранных с многофазных расходомеров (МФР). Во-первых, в ходе реализации крупного пилотного проекта по использованию МФР для замеров дебитов газовой и жидкой продукции на газоконденсатных ачимовских залежах в пределах лицензионных участков АО «Роспан Интернешнл» указанными исследованиями был покрыт весь фонд скважин. Во-вторых, отбор проб газа и конденсата проводится при линейных условиях, изменяющихся в достаточно небольшом диапазоне давлений (преимущественно 110–130 бар) и температур (преимущественно 30–50 °С). В-третьих, для всех комплектов отобранных проб выполнен однотипный и достаточно широкий комплекс лабораторных исследований, включающий состав и основные свойства газа и конденсата в условиях отбора [5]. Тем самым были соблюдены такие требования к искомому параметру, как «легкость», «замеряемость», «охватность» и «одинаковость».

Дополнительно было проверено соответствие флюидалных коэффициентов такому требованию, как «независимость». На основе состава рекомбинированного образца, приближенного по своему составу к составу пластового газа в районе одной из скважин месторождения, был проведен эксперимент, моделирующий процесс разработки залежи на истощение. Используя полученные в ходе эксперимента составы пластового газа, а также составы газа сепарации и нестабильного конденсата, были рассчитаны значения ПС УВ C_{5+} и ряд флюидалных коэффициентов газа сепарации при различных значениях пластового давления. Изменение рассчитанных параметров относительно их значения при начальных пластовых условиях в процессе снижения пластового давления на 20 и 40 % представлено на рисунке 3. Из графика видно, что при снижении пластового давления на 20 и 40 % ПС УВ C_{5+} снижается на 13 и 42 % соответственно, а значение флюидалных коэффициентов изменяется незначительно — от 0,05 до 0,43 % при депрессии 20 % и от 0,28 до 5,34 % при депрессии 40 %. Что подтверждает их соответствие такому критерию, как «независимость», а значит возможность их использования в условиях значительного снижения давления в залежи в ходе разработки.

Соответствие рассмотренных «флюидалных коэффициентов» критерию «независимости» является одним из наиболее важных. Даже в случае полного отсутствия представительных газоконденсатных исследований в некотором районе залежи отмеченная особенность позволяет восстановить информацию о начальном составе пластового флюида не только на начальном, но и на поздних этапах разработки. Тогда как классические газоконденсатные исследования после снижения начального пластового давления

в районе исследуемой скважины ниже давления начала конденсации позволяют определить лишь текущий состав пластового газа.

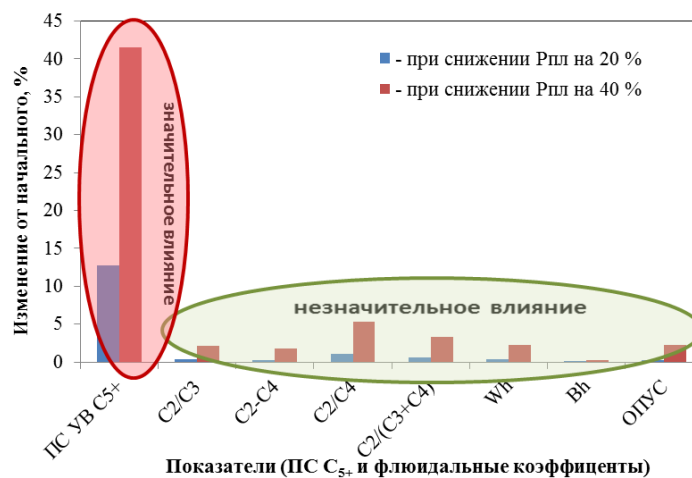


Рис. 3. Влияние снижения пластового давления на относительное изменение флюидальных коэффициентов и УВ ПС C₅₊ в пластовом газе

Дополнительно параметр «независимости» подтверждает и анализ фактических данных, также показавший незначительное изменение рассмотренных показателей в случае их определения по данным одной и той же скважины, но на различных этапах разработки. Так, по одной из скважин объекта N за период снижения ПС УВ C₅₊ в составе пластового газа на 27,2 % рассмотренные «флюидальные коэффициенты» изменились на 1,4–5,1 % (таблица). При рассмотрении диапазона «флюидальных коэффициентов» в целом по объекту наблюдается гораздо более широкий диапазон их изменения, что обусловлено значительным отличием начального состава пластового газа в различных районах залежи.

Диапазон изменения «флюидальных коэффициентов»

Показатель (флюидальный коэффициент)	Изменение показателя по скважине «N»		Изменение показателя в целом по объекту	
	абсолютное	относительное	абсолютное	относительное
C_2/C_3	2,21–2,30	3,7	2,21–3,10	34,8
C_2/C_4	4,48–4,72	5,1	3,94–6,78	48,2
C_2-C_4	11,75–11,92	1,4	8,68–13,91	37,6
$C_2/(C_3-C_4)$	1,49–1,55	3,8	1,40–2,08	39,8
$Wh = (C_2+C_3+C_4+C_5) / (C_1+C_2+C_3+C_4+C_5) \cdot 100$	12,54–12,72	1,4	9,22–13,24	39,5
$Bh = (C_1+C_2)/(C_3+C_4+C_5)$	17,45–18,04	3,3	15,89–30,45	58,1
$ОПУС = (C_1 \cdot C_2)/(C_2+C_3)^2$	5,72–5,84	2,0	5,52–8,46	45,2

В результате выполненного анализа было установлено, что минимальные значения коэффициентов C_2/C_3 ; $C_2/(C_3+C_4)$; Bh и ОПУС и максимальные значения коэффициентов Wh и $\sum(C_2-C_4)$ были получены для скважины «А». А для скважины «В», наоборот, для всех рассмотренных коэффициентов

были получены противоположные по максимуму и минимуму значения. Учитывая, что между рассмотренными коэффициентами и ПС УВ C_{5+} в пластовом газе существует прямая или обратная корреляционная зависимость, появляется возможность не только картировать флюидальные коэффициенты по площади залежи, но и проводить переход от рассчитанных флюидальных коэффициентов к «истинным» значениям ПС УВ C_{5+} в районе данной скважины. В рассмотренном примере переход осуществлялся следующим образом:

- значение ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа в области скважины «В» согласно данным представительных ГКИ принимается равным максимальному значению — 330 г/м^3 ;
- значение ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа в области скважины «А» согласно данным представительных ГКИ принимается равным минимальному значению — 150 г/м^3 ;
- значения ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа для остальных скважин рассчитываются по соответствующим зависимостям между всеми рассмотренными «флюидальными коэффициентами» и ПС УВ C_{5+} ;
- «истинное» значение ПС C_{5+} в составе пластового газа для каждой из скважин получают путем осреднения всех значений ПС УВ C_{5+} в ПГ, рассчитанных на основе различных флюидальных коэффициентов.

В качестве примера на рисунке 4 приведены две из использованных зависимостей, которые определяют связь между начальным ПС УВ C_{5+} и коэффициентами C_2/C_3 и $C_2/(C_3 + C_4)$.

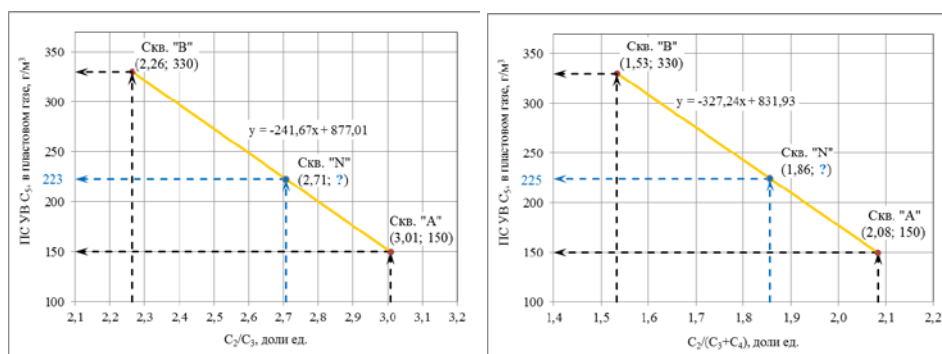


Рис. 4. Зависимость ПС УВ C_{5+} в пластовом газе от коэффициентов C_2/C_3 и $C_2/(C_3 + C_4)$

Еще один пример использования «флюидальных коэффициентов» связан с необходимостью мониторинга содержания парафиновых структур в потоке добываемой продукции, поступающей из скважин в технологическое оборудование. Ввод в эксплуатацию новых скважин, вскрывших ачимовские залежи с высоким содержанием УВ C_{5+} в составе пластового газа, сопровождается рядом проблем, связанных с отложениями тугоплавких парафинов, содержащихся в составе добываемой жидкой углеводородной продукции [6]. Для прогнозирования рисков и своевременного планирования мероприятий по предупреждению парафиноотложений при транспортировке и подготовке добываемой продукции необходим постоянный мониторинг массового содержания парафинов в конденсатах добывающих

скважин. Для этого предполагаются периодическое проведение отбора проб дегазированного конденсата из добывающих скважин и их дальнейшее исследование в лаборатории. С ростом числа эксплуатационных скважин, а также с учетом того, что определение массового содержания парафинов в рамках ГОСТ 11851-85 «Нефть. Метод определения парафина» занимает не менее двух суток, была поставлена задача поиска «простого» метода корректной оценки парафинистости.

Задачу удалось решить, используя данные о результатах исследований проб конденсата, отбираемого с МФР. В результате методических разработок авторами был предложен так называемый коэффициент «парафинистости», мониторинг изменения во времени которого качественно и количественно показывает, как меняется содержание парафинистых структур в составе добываемого конденсата. Расчет коэффициента «парафинистости» осуществляется на основе результатов хроматографических исследований состава конденсата по формуле

$$K_{\text{пар}} = \gamma_{\text{C}_{20+}} \frac{\gamma_{\text{бен.фр}}}{\gamma_{\text{норм.алк.}}},$$

где $\gamma_{\text{C}_{20+}}$ — массовое содержание УВ C_{20+} в составе конденсата; $\gamma_{\text{бен.фр}} / \gamma_{\text{норм.алк.}}$ — доля нормальных алканов в бензиновой фракции конденсата.

Калибровка и верификация значений предложенного коэффициента «парафинистости» проводились по значениям, определенным стандартными методами. Сравнение значений параметров показало высокую сходимость: максимальное отклонение данных для низкого содержания парафинов (< 1 %) не более 15 %, для высокого — не более 10 % (рис. 5).

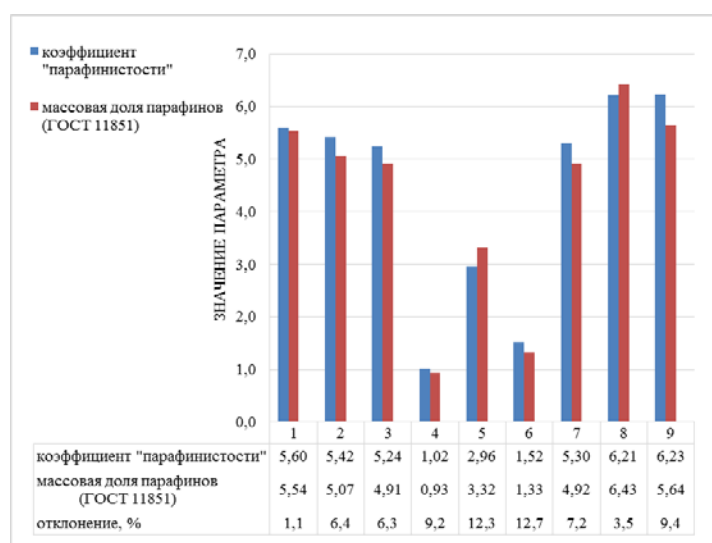


Рис. 5. Сравнение значений коэффициента «парафинистости» с измерениями по ГОСТ 11851-85

Это позволяет, основываясь не только на текущих данных, но и на исторических показателях, проводить оценку парафинистости в составе добываемого конденсата. Особенно это важно для залежей, характеризую-

щихся быстрым изменением свойств пластовой системы вследствие снижения давления в залежи.

Результаты

При уточнении характера изменения состава пластового газа по площади залежи результатом выполненного ретроспективного анализа стала карта распределения начального ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа (рис. 6). На карте четко прослеживаются область пониженного конденсатосодержания в направлении с северо-запада на юго-восток, а также наличие очагов повышенного конденсатосодержания.

Использование уточненных данных о начальном ПС УВ C_{5+} при явном задании начального состава газа в гидродинамической модели (ГДМ), позволило улучшить качество адаптации ГДМ на исторические показатели и результаты газоконденсатных исследований скважин. Так, точность настройки среднего значения конденсатогазового фактора по скважинам на ГКИ с отклонением в 20 % составила 92 % [7]. Тем самым предложенный подход позволил повысить точность расчета прогнозных технологических показателей разработки залежи и эффективность планируемых геолого-технических мероприятий.

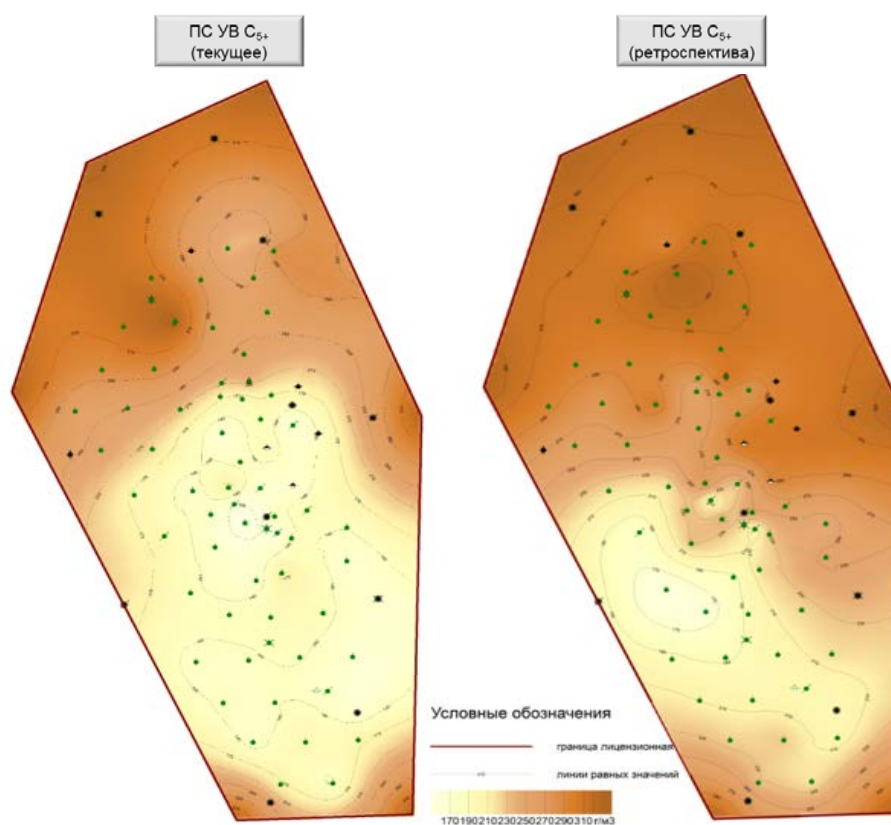


Рис. 6. Карты ПС УВ C_{5+} в пластовом газе (по результатам текущих исследований и начальное содержание по данным ретроспективного анализа)

В результате оценки содержания парафина в добываемом конденсате также были получены карты распределения изучаемого параметра по площади залежи. На рисунке 7 представлены карты изменения коэффициента парафинистости на начало контроля в 2015 году и на текущий момент. Цветовая гамма показывает изменения коэффициента парафинистости от 1 до 6 %. Как видно из карт, в процессе эксплуатации залежи содержание парафинистых структур в добываемой продукции заметно снижается вследствие изменения свойств добываемого конденсата.

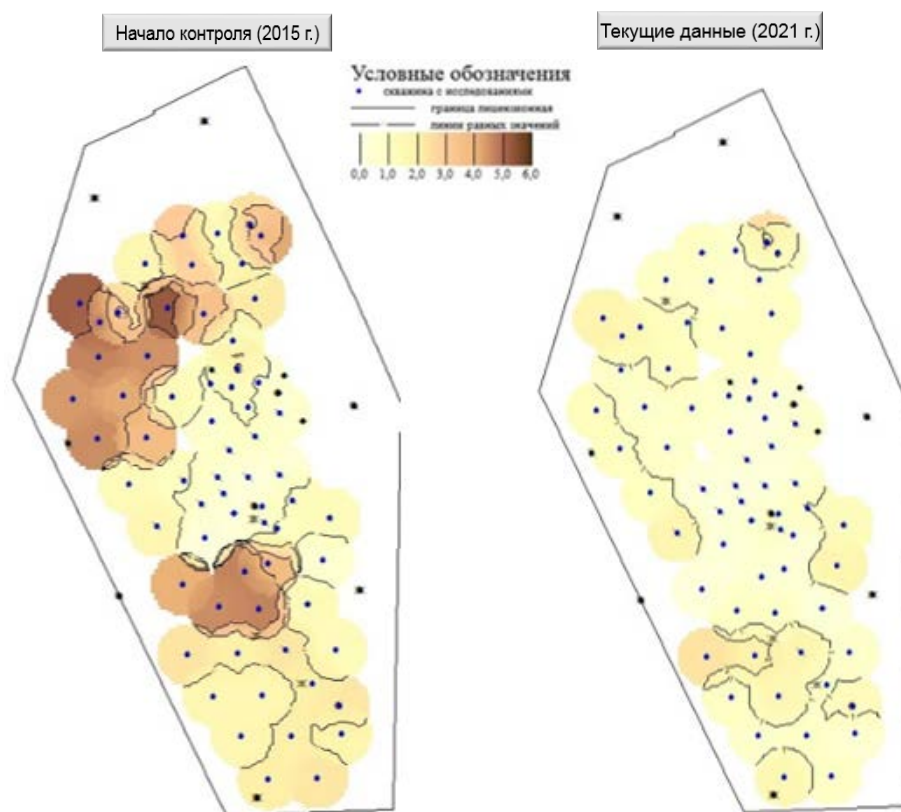


Рис. 7. Карты содержания парафинов в добываемом конденсате на различных этапах разработки

Обсуждение

Предложенный авторами метод мониторинга состава продукции газо-конденсатных скважин был успешно апробирован при решении двух практических задач: оценке характера изменения начального ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа по площади залежи и мониторинге парафиносодержания в добываемом конденсате.

Высокая представительность полученных данных при оценке начального ПС УВ C_{5+} в составе пластового газа подтверждается данными кондиционных газоконденсатных исследований, выполненных в ряде скважин. Демонстрацией практической применимости предложенного метода также служит улучшение качества адаптации ГДМ на исторические показатели и

результаты газоконденсатных исследований скважин при использовании для проведения расчетов уточненных данных о начальном ПС УВ C_{5+} .

С целью мониторинга содержания парафинов в добываемом конденсате для более чем 20 образцов были выполнены исследования как гостированным методом, так и расчет параметра посредством предложенного коэффициента «парафинистости». Проведенные сличительные испытания показали удовлетворительную сходимость результатов по двум рассмотренным методам. Среди других преимуществ подхода в сравнении с гостированными методами также можно выделить простоту выполнения расчетов, скорость получения результатов, а также возможность восстановления исторических данных при наличии ранее выполненных результатов хроматографических исследований образцов.

Следует отметить, что исходные данные для расчета «флюидальных коэффициентов» не обязательно должны быть получены на основе проб, отобранных с многофазных расходомеров. Важный критерий, о котором необходимо помнить при использовании для анализа другого источника данных, они должны быть получены путем одной технологии. Так, пробы газа сепарации и нестабильного конденсата, отобранные в ходе классических газоконденсатных исследований, также могут успешно применяться для решения различных практических задач мониторинга.

Выводы

Эффективный контроль разработки газоконденсатных залежей невозможен без организации системы постоянного мониторинга состава и свойств добываемой продукции. В условиях изменчивости параметров пластовых флюидов по площади месторождения приходится осуществлять контроль над индивидуальными флюидальными характеристиками каждой скважины. Эти процессы требуют значительных затрат на организацию промысловых и лабораторных видов исследования. Оптимизация может достигаться путем контроля косвенных, легко и постоянно измеряемых параметров, которые имеют четкую корреляционную связь с общепринятыми параметрами контроля (например, содержание УВ C_{5+} в пластовом газе).

Обобщение большого объема данных о составах проб флюидов, отобранных по площади месторождения, позволило обосновать выбор «флюидальных коэффициентов», сохраняющих информативность даже при значительных изменениях термобарических условий и характеризующих ту или иную латеральную область залежи низкопроницаемого коллектора.

В работе представлены примеры использования «флюидальных коэффициентов» для успешного решения прикладных задач:

- приведен пример применения ретроспективного анализа для уточнения характера начального распределения ПС УВ C_{5+} по площади залежи на основе данных о составе проб линейного газа, отобранных с МФР;
- описана возможность организации мониторинга парафиносодержания добываемой жидкой продукции на основе данных о компонентно-фракционном и групповом составе проб конденсата, отобранных с МФР.

Библиографический список

1. Khamzin, T. K. Study of Vertical and Areal Heterogeneity of Gas Composition in a Gas Condensate Field using Numerical Simulation Model / T. K. Khamzin, E. A. Reitblat, A. Y. Lomukhin. – Text : electronic // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, 16–18 October 2017. – URL: <https://doi.org/10.2118/187813-ru>.

2. Пуланова, С. А. Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири / С. А. Пуланова. – DOI 10.24411/2076-6785-2019-10081. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 3 (76). – С. 10–13.
3. Заночуев, С. А. Промысловые факторы, влияющие на достоверность определения характеристик пластового газа / С. А. Заночуев. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 4 (33). – С. 46–53.
4. Яшин, А. В. Моделирование изменения компонентного состава в залежах со значительным этажом продуктивности и градиентом температуры / А. В. Яшин, И. М. Индрупский, О. А. Лобанова. – DOI 10.18599/grs.2018.4.336-343. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2018. – Т. 20, № 4. – С. 336–343.
5. Громова, Е. А. Лабораторно-аналитическое сопровождение многофазной расходомерии на газоконденсатных объектах / Е. А. Громова, С. А. Заночуев. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2021. – № 1 (46). – С. 53–60.
6. Шевкунов, С. Н. Особенности борьбы с парафиноотложениями при разработке ачимовских продуктивных пластов газоконденсатных месторождений / С. Н. Шевкунов. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2016. – № 2 (26). – С. 123–130.
7. Стрикун, С. М. Особенности гидродинамического моделирования газоконденсатных залежей с неоднородностью потенциального содержания C_{5+} по площади / С. М. Стрикун, Е. М. Лозвина. – Текст : непосредственный // Материалы конференции по газовым проектам на базе специализированного института по геологии и разработке газовых объектов ООО «ТННЦ», Тюмень, 27–28 июня 2019 г. – Тюмень : ООО «ТННЦ».

References

1. Khamzin, T. K., Reitlat, E. A., & Lomukhin, A. Y. (2017). Study of Vertical and Areal Heterogeneity of Gas Composition in a Gas Condensate Field using Numerical Simulation Model. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, October, 16-18, 2017. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/187813-ru>
2. Punanova, S. A. (2020). Hydrocarbon accumulations of Achimov sediments northern regions of Western Siberia. Exposition Oil & Gas, (3(76)), pp. 10-13. (In Russian). DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10081
3. Zanochev, S. A. (2013). Field factors of reliable determination of gas condensate characteristic of reservoir. Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik ОАО "NK "Rosneft", (4(33)), pp. 46-53. (In Russian).
4. Yashin, A., Indrupskiy, I., & Lobanova, O. (2018). Simulation of composition changes in reservoirs with large hydrocarbon columns and temperature gradient. Georesursy, 20(4), pp. 336-343. (In English). DOI: 10.18599/grs.2018.4.336-343
5. Gromova, E. A., & Zanochev, S. A. (2021). Laboratory-analytical provision for multi-phase flow measurements at gas-condensate facilities. Vesti gazovoy nauki, (1(46)), pp. 53-60. (In Russian).
6. Shevkunov, S. N. (2016). Features of paraffin therapy while developing the Achim productive strata of gas-condensate fields. Vesti gazovoy nauki, (2(26)), pp.123-130. (In Russian).
7. Strikun, S. M. & Lozvin, E. M. (2019). Osobennosti gidrodinamicheskogo modelirovaniya gazokondensatnykh zalezhey s neodnorodnost'yu potentsial'nogo sodержaniya S_{5+} po ploshchadi. Materialy konferentsii po gazovym proektam na baze spetsializirovannogo instituta po geologii i razrabotke gazovykh ob"ektov TNNC LLC, Tyumen, June, 27-28, 2019. Tyumen, TNNC LLC Publ. (In Russian).

Сведения об авторах

Громова Евгения Александровна, к. т. н., эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: ea-gromova@tnnc.rosneft.ru

Заночуев Сергей Анатольевич, к. т. н., начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Evgenia A. Gromova, Candidate of Engineering, Expert, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: ea-gromova@tnnc.rosneft.ru

Sergey A. Zanochev, Candidate of Engineering, Head of the Department, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen