

УДК 622.279.3 (470.13)

Опыт извлечения ретроградных углеводородов на участке месторождения в районе УКПГ-8 Вуктыльского НГКМ

Л.В. Юнусова^{1*}, Е.И. Панкратова¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: l.yunusova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. На Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении с 1993 г. внедряется технология по доизвлечению выпавшего в пласте конденсата путем закачки сухого неравновесного газа в пласт. В статье на примере участка месторождения (УКПГ-8) представлены результаты выполненных работ и обоснованы мероприятия по сохранению эффективности технологии в условиях сокращения объемов закачки сухого газа.

В период закачки газа проявились все положительные физические эффекты и технологические результаты применяемой технологии (поддержание давления в пласте, замещение жирного пластового газа сухим, испарение за фронтом вытеснения легких фракций ранее выпавшего ретроградного конденсата, снижение вязкости остаточного газа).

В настоящее время основной задачей является сохранение достигнутых результатов, полученных в первоначальный период, путем регулирования объемов нагнетания, что позволит сохранить добычные возможности по большинству скважин, в продукции которых присутствует сухой газ.

Ввиду сокращения объемов нагнетания газа возникла необходимость проведения дополнительных мероприятий, направленных на сохранение достигнутых результатов. С этой целью была разработана и начата реализация программы опытно-промышленных работ, одним из аспектов которой явился перевод добывающих скважин под нагнетание газа для расширения зоны фильтрации по разрезу и латерали месторождения. Результаты выполненных работ показали возможность сохранения эффекта в добывающих скважинах.

Эксплуатация Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) на режиме естественного истощения пластовой энергии привела к значительным потерям конденсата, выпавшего в пласте. В результате теоретических и экспериментальных исследований была доказана принципиальная возможность извлечения выпавшего конденсата и создана технология его добычи в условиях истощенной газоконденсатной залежи. Технология основана на инициировании процесса прямого испарения выпавшего в пласте конденсата в газовую фазу при его взаимодействии с неравновесным закачиваемым агентом.

Первым участком месторождения, на котором было решено опробовать технологию извлечения конденсата в качестве эксперимента, был выбран район УКПГ-8, находящийся в южной части северного купола месторождения. На начальном этапе под нагнетание газа были специально пробурены три скважины в сводовой (скважины №№ 269, 270) и в присводовой (скважина № 273) частях структуры, расположенные в тектонических блоках, в зоне, где формируется горизонтальная и вертикальная проводимость коллекторов. Скважинами вскрыт продуктивный разрез от отложений кунгурского яруса нижней перми до отложений башкирского яруса среднего карбона (скважины №№ 269, 273) и до отложений серпуховского яруса нижнего карбона (скважина № 270). Объектом закачки газа являлись карбонатные отложения московского яруса среднего карбона, вскрытые перфорацией, обладающие высокими и средними фильтрационными свойствами, что обусловило высокую суточную приемистость – порядка 1 млн м³.

Ключевые слова:

технология, закачка, газ, продуктивный разрез, отложения, скважина, месторождение, участок, нагнетание, добыча.

Реагирующими на закачку были определены 10 близлежащих добывающих скважин (рис. 1), контроль параметров работы которых велся согласно разработанному регламенту, где были определены сроки и периодичность исследования состава продукции, газоконденсатной характеристики и добычных возможностей.

Осуществляемый промысловый контроль позволил на начальном этапе поступления закачанного газа в продукцию добывающих скважин фиксировать его долю и проследить темп ее роста.

На протяжении всего периода по результатам стандартных комплексов геофизических, газоконденсатных и газодинамических исследований проводились научно-исследовательские работы по оценке геофлюидальной системы и процессов, происходящих в пласте. Прослеживались пути распространения закачиваемого газа по продуктивным отложениям от нагнетательных скважин к добывающим, проводились балансовые расчеты углеводородного сырья [1].

С 1993 г. по настоящее время нагнетание газа можно разделить на два этапа: первый – интенсивная закачка и второй – сокращение закачки (рис. 2).

В период интенсивной закачки (до 2008 г.) объем нагнетания газа в пласт составил 5,5 млрд м³, среднегодовой объем – 390 млн м³. За это время проявились все положительные физические эффекты и технологические результаты применяемой технологии:

- поддержание и на отдельных участках рост пластового давления в зонах дренирования добывающих скважин;
- увеличение продуктивности и сохранение фонда добывающих скважин;
- извлечение ретроградных углеводородов, выпавших в пласте;
- оттеснение поступающей в скважины активной пластовой воды.

Извлечено ретроградной фракции C₂₊ 296 тыс. т, в том числе конденсата C₅₊ – 100 тыс. т. После окончания первого периода остаточные объемы газа, находящиеся в пласте, составляли порядка 2,0 млрд м³.

В период сокращения закачки газа (с 2008 г. по настоящее время) суммарный объем закачки составил 2,0 млрд м³, среднегодовой объем – 170 млн м³. Таким образом, объем нагнетания газа был уменьшен более чем в два раза.

Поэтому основной задачей является сохранение положительных эффектов, достигнутых

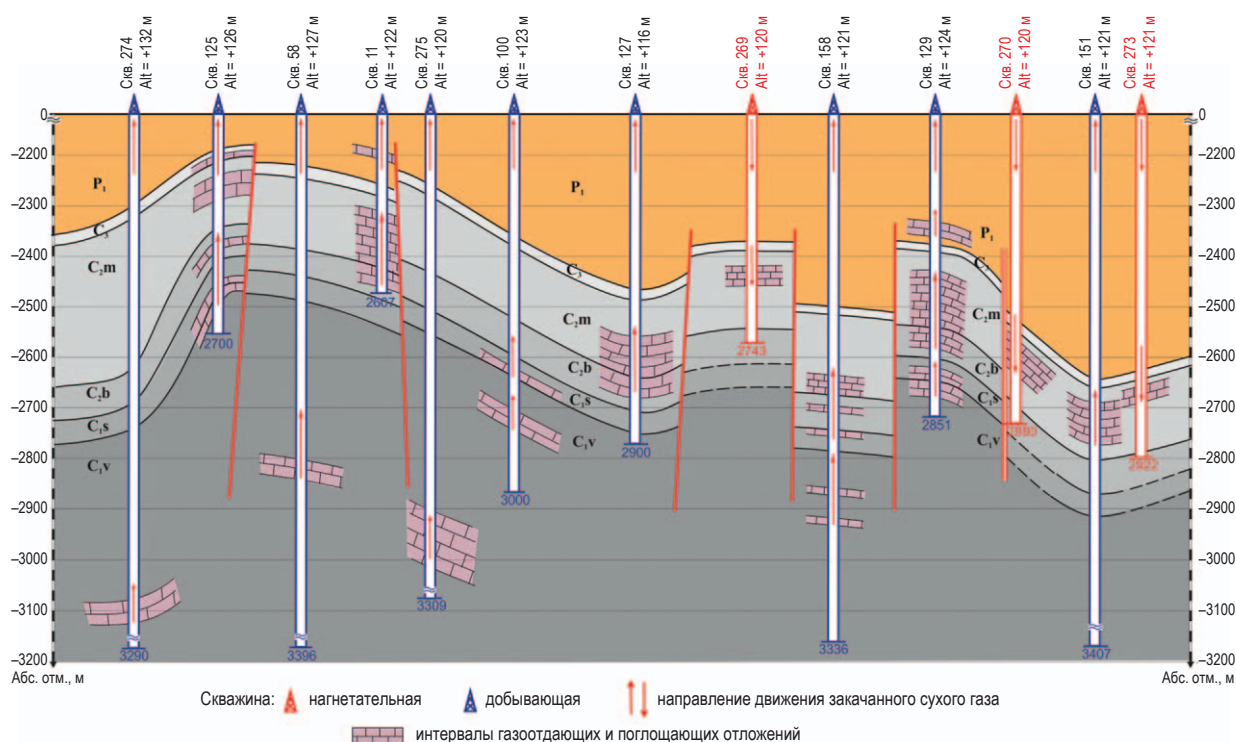


Рис. 1. Геологический профиль через линии скважин, реагирующих на закачку газа

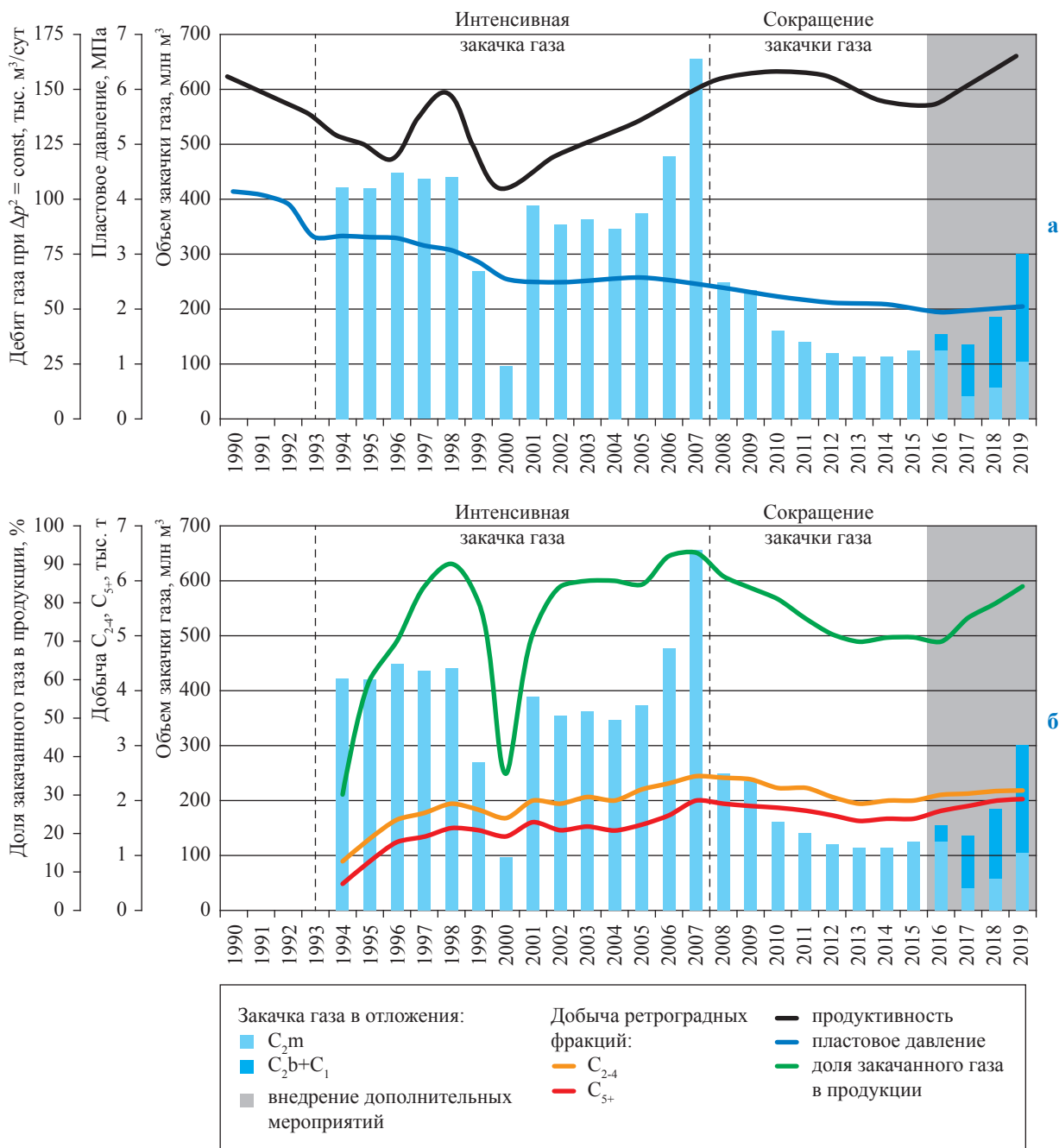


Рис. 2. Влияние объемов закачанного газа на параметры скважины № 129: пластовое давление, продуктивность (а); извлечение ретроградных углеводородов, доля тюменского газа (б)

в первоначальный период, что в условиях Вуктыльского НГКМ сделать весьма непросто. Месторождение характеризуется большим этажом газоносности, и в добывающих скважинах газоотдающими интервалами являются отложения ассельского, гжельского, касимовского, башкирского, серпуховского и визейского ярусов, а не только отложения московского яруса, в которые проводится закачка газа. Кроме того, расстояния между нагнетательными

и реагирующими добывающими скважинами достигает до 4,5 км.

Были опробованы различные схемы регулирования закачки:

- синусоидальный темп закачки (изменение рабочего пространства в нагнетательных скважинах по лифтовым трубам или по лифтовым трубам и затрубному пространству);
- массивная закачка газа в течение определенного времени (количество дней);

• поочередная закачка в нагнетательные скважины, расположенные рядом друг с другом [2].

Регулирование объемов закачки газа позволило на протяжении семи лет сохранять добычные возможности по большинству скважин, в продукции которых присутствует сухой газ, лишь по некоторым скважинам отмечено незначительное снижение дебита. Пластовые давления в зонах дренирования либо стабилизировались, либо замедлился темп их снижения. Активизации пластовой воды не наблюдалось.

Ввиду снижения объемов закачки газа возникла необходимость проведения дополнительных мероприятий, направленных на сохранение достигнутых физических эффектов и технологических результатов.

С этой целью в 2016 г. была разработана и начата реализация программы

опытно-промышленных работ для увеличения углеводородоотдачи, которая охватывает различные участки месторождения, в том числе и район УКПГ-8. Основными задачами программы являются:

- поддержание зоны фильтрации основных отложений C_2m ;
- изменение направления воздействия закачиваемого газа по латерали с целью вовлечения в процесс неохваченных участков месторождения и расширения зон фильтрации;
- изменение интервалов воздействия по разрезу для извлечения выпавшего конденсата, опустившегося под действием гравитационной составляющей в нижние интервалы продуктивной толщи (C_2b , C_1s-v).

Для охвата воздействием сухого газа отложений башкирского яруса среднего карбона (C_2b), серпуховского и визейского ярусов нижнего карбона (C_1s-v) и для поддержания зоны

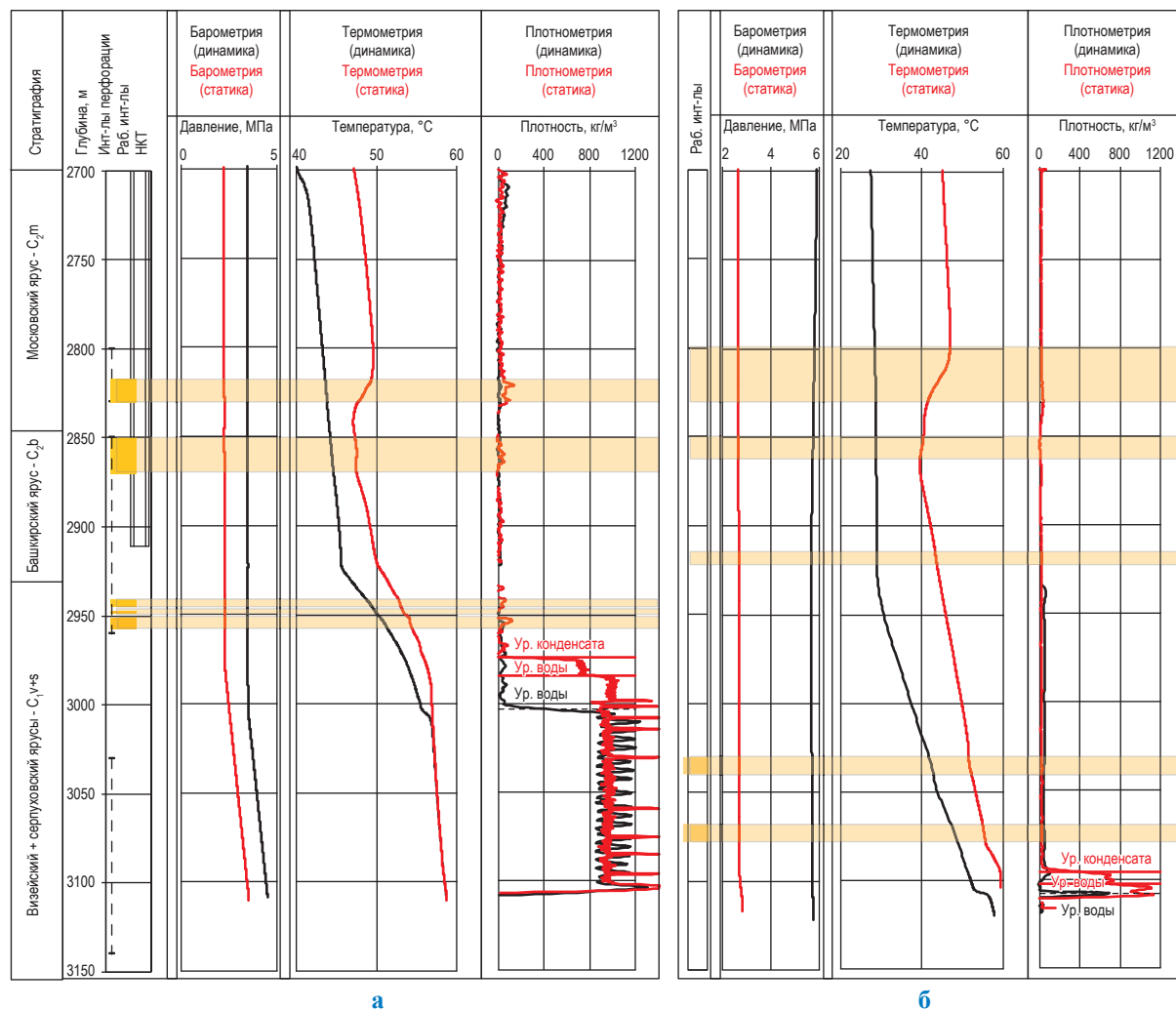


Рис. 3. Результаты термобарометрии за 2016 г. (а) и 2017 г. (б) нагнетательной скважины № 158

фильтрации закачиваемого газа в отложениях московского яруса среднего карбона (C_{2m}) добывающая скважина № 158 переведена под нагнетание газа в 2016 г. Скважина расположена в присводовой части северного купола. Продуктивный разрез вскрыт от терригенных бобриковских отложений нижнего карбона до кунгурских терригенно-сульфатных отложений нижней перми. Перфорацией опробовано 110 м (44 %) визейского и 48 м (19 %) серпуховского ярусов нижнего карбона, 62 м (25 %) башкирского и 30 м (12 %) московского ярусов среднего карбона.

Изначально суточный объем закачиваемого газа по метанолопроводу (диаметр 57 мм) составлял 135 тыс. м³. Затем с целью снижения потерь давления на участке от УКПГ до устья закачку было решено проводить по шлейфу (диаметр 168 мм), за счет чего суточный объем закачиваемого газа увеличился до 360 тыс. м³.

Данные термобарометрии, полученные по результатам газодинамических исследований, показали увеличение мощности интервалов приемистости в отложениях московского яруса (с 13 до 30 м) при незначительном ее уменьшении в отложениях башкирского и серпуховского ярусов (рис. 3). В процесс фильтрации включились нижележащие интервалы в отложениях визейского яруса нижнего

карбона, ранее перекрытые жидкостью, эффективная толщина которых составила 20 м.

В целом увеличение эффективной толщины интервалов приемистости составило 26 м, или 59 %.

Относительные дебиты интервалов приемистости свидетельствуют о том, что наибольшее поступление происходит в отложения визейского и московского ярусов, 44 и 39 % соответственно, 13 и 4 % объемов закачиваемого газа принимают отложения башкирского и серпуховского ярусов.

Контрольными являются 14 добывающих скважин, в продукцию которых может поступать закачанный газ от скважины № 158. В настоящее время в продукции шести добывающих скважин (№№ 100, 127, 129, 151, 152 и 275) определено его присутствие и установлена реакция на проводимые мероприятия (рис. 4).

Проявление реакции выражается в увеличении доли тюменского газа, стабилизации дебита газа сепарации, незначительном увеличении либо стабилизации пластового давления, увеличении добычи ретроградного конденсата (C_{5+}) и ретроградных компонентов C_2-C_4 .

Скважина № 129 является индикатором на данном участке месторождения, которая первой среагировала на начало нагнетания газа (через два месяца, ноябрь 1993 г.),

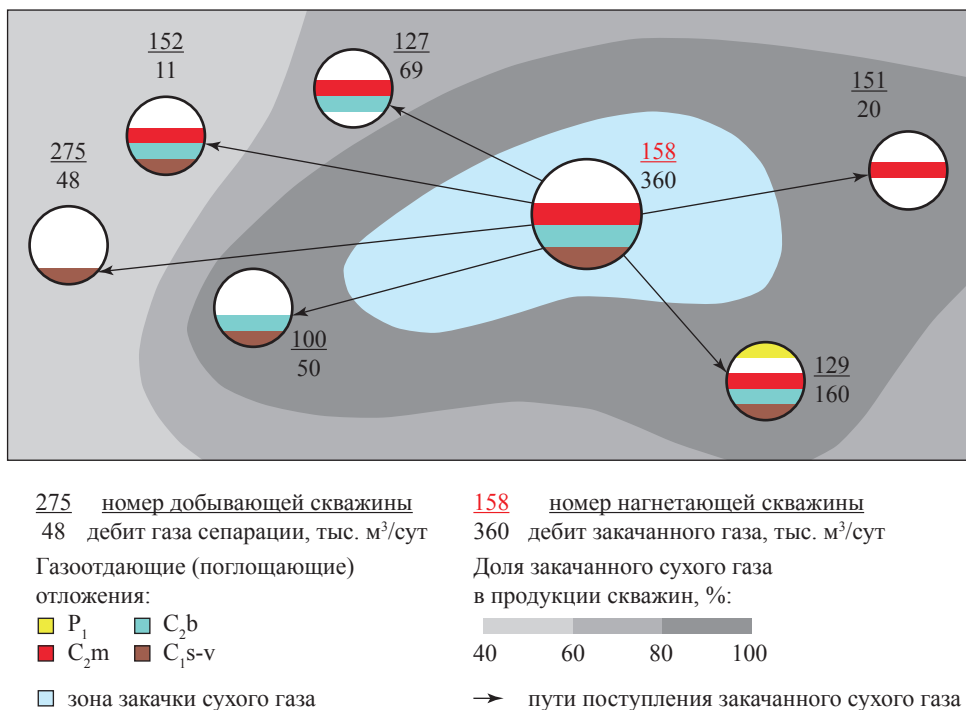


Рис. 4. Схема расположения скважин, реагирующих на закачку газа в скважину № 158

снижение их объемов и на дополнительные мероприятия согласно программе опытно-промышленных работ.

Скважина расположена в сводовой части структуры, в зоне развития макро- и микро-трещиноватости, обусловленной системой опережающих дизъюнктивов. Вскрытый карбонатный продуктивный разрез охватывает интервал от подошвы кунгурских эвапоритов нижней перми (кровля залежи) до карбонатных отложений стешевско-веневского горизонтов нижнего карбона. Перфорацией вскрыто 37 м (15 %) стешевско-веневских карбонатов нижнего карбона, 23 м (10 %) протвинского горизонта серпуховского яруса нижнего карбона, 37 м (15 %) башкирского и 113 м (47 %) московского ярусов среднего карбона и 30 м (13 %) асельского яруса нижней перми. По результатам газодинамических исследований установлено, что дренируемый скважиной продуктивный разрез обладает высокими фильтрационными характеристиками. Изменение объемов нагнетаемого газа в первую очередь отражается на доле сухого газа в продукции, продуктивности, пластовом давлении в зоне дренирования и на объемах добычи ретроградного конденсата (C_{5+}) и ретроградных компонентов C_2-C_4 (см. рис. 2).

С 2008 г. по настоящее время извлечена 301 тыс. т ретроградной фракции C_{2+} , в том числе конденсата (C_{5+}) – 97 тыс. т. Таким образом, балансовые расчеты показали, что применяемые мероприятия в период сокращения объемов нагнетания позволили сохранить объемы извлечения ретроградных углеводородов.

На основании полученных результатов для достижения и поддержания максимальных физических эффектов и технологических результатов необходимо следующее:

- на первоначальном этапе закачку газа проводить в интенсивном режиме;
- установить пути и скорости продвижения закачанного агента по пласту;
- регулировать объемы нагнетания при установленной гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами;
- изменять фонд скважин с учетом большого этажа газоносности (до 1,5 км), расстояния между скважинами, наличия разнонаправленных тектонических нарушений, которые как улучшают, так и ухудшают флюидопродуцируемость отложений.

Список литературы

1. Пат. 2411358 Российская Федерация, МПК 8 E 21 В 47/10, E 21 В 43/12. Способ определения направления фильтрации внешнего газообразного агента в газоконденсатной залежи / Юнусова Л.В., Самгина С.А., Максимов П.В.; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – № 2009133707; заявл. 08.09.09; опубл. 10.02.11.
2. Юнусова Л.В. Расширение зоны фильтрации закачиваемого газа по латерали и продуктивному разрезу в условиях применения методов повышения конденсатоотдачи на примере Вуктыльского НГКМ / Л.В. Юнусова, Е.И. Панкратова, С.В. Тяжких // Газовая промышленность. – 2018. – № 9. – С. 70–74.