УДК 622.276

АНАЛИЗ РЕАЛИЗОВАННЫХ РЕШЕНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОДНОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ

Резанов Д.С.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: schumachernur@mail.ru

По полученным данным отмечается, что скважины с субгоризонтальным вскрытием и проведением на них многозонного гидроразрыва пласта дают самую высокую продуктивность. Скважины с субгоризонтальным окончанием и проходкой ствола по продуктивной части менее 1000 м с применением на них технологии многозонного гидроразрыва пласта показали, что при невысокой депрессии на пласт наблюдается значительный прирост продуктивности. В дальнейшем рекомендуется рассмотреть возможность увеличения длины субгоризонтального участка и проходкой по продуктивной части до 2000 м и более для обеспечения максимальной продуктивности. Отмечается успешная эффективность выполняемых мероприятий по интенсификации притока методом гидроразрыва пласта. По результатам интерпретации полученных материалов геометрические и фильтрационные параметры трещины гидроразрыва пласта аналогичны сформированным трещинам в скважинах соседних лицензионных территорий. По итогам выполненных газодинамических исследований субгоризонтальных скважин с гидроразрывом платса на лицензионном участке наблюдаются их высокие начальные продуктивные характеристики, в сравнении с наклонно-направленными скважинами с гидроразрывом пласта. Вместе с тем, для подтверждения сохранения данной тенденции с течением времени рекомендуется провести комплекс текущих газодинамических исследований на скважинах всех конструкций.

Ключевые слова: газ, ачимовские отложения, выработка запасов газа, показатели разработки, добыча газа

ANALYSIS OF IMPLEMENTED SOLUTIONS FOR THE DEVELOPMENT OF ACHIMOV DEPOSITS IN ONE LICENSE AREA

Rezanov D.S.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: schumachernur@mail.ru

According to the data obtained, it is noted that wells with subhorizontal opening and multi-zone hydraulic fracturing on them provide the highest productivity. Wells with a subhorizontal end and the borehole penetration through the productive part of less than 1000 m using multi-zone hydraulic fracturing technology have shown that with a low depression a significant increase in productivity is observed on the formation. In the future, it is recommended to consider the possibility of increasing the length of the sub-horizontal section and driving along the productive part up to 2000 m and more to ensure maximum productivity. Successful effectiveness of the measures taken to intensify the flow by the method of hydraulic fracturing is noted. According to the results of the interpretation of the materials obtained, the geometrical and filtration parameters of the fracture of the reservoir are similar to the formed cracks in the wells of the adjacent license areas. According to the results of the gasdynamic studies of sub-horizontal wells with the hydraulic fracturing of the plateau, their high initial productive characteristics are observed in the license area, compared to directional wells with hydraulic fracturing. At the same time, in order to confirm the continuation of this trend over time, it is recommended to conduct a complex of current gas-dynamic studies on wells of all structures.

Keywords: gas, Achimov deposits, gas reserves, development rates, gas production

По состоянию на 01.01.2017 ачимовские отложения разрабатываются в пределах газоконденсатных залежей пластов $Ач_{3-4}$ и $Ач_5^{2-3}$. Продуктивные отложения вышеуказанных пластов распространены на территории пяти лицензионных участков, в нашей работе будет рассмотрен только один [1-5].

На 01.01.2017 на основные объекты эксплуатации 2а и 3а лицензионного участка фонд добывающих скважин составляет 75 ед., из них в освоении находится 8 скважин, в бездействии 1 скважина. Действующий фонд скважин составляет 66 ед. По основным эксплуатационным объектам 2а и 3а, с 2014 г. по 2019 г. планировалось ввести в эксплуатацию добывающие газоконденсатные скважины в количестве 111 единиц.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки приведено на рисунках 1, 2.

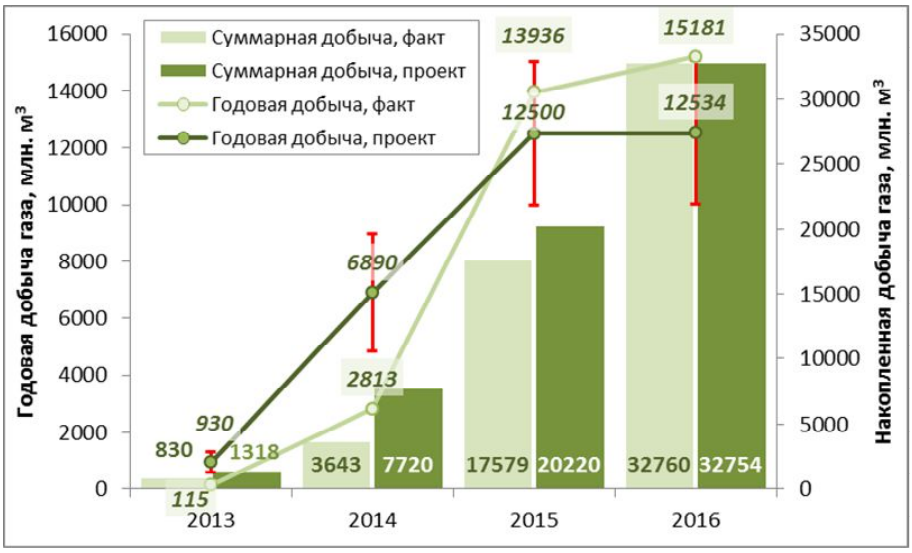

Рисунок 1 – Динамика показателей добычи газа

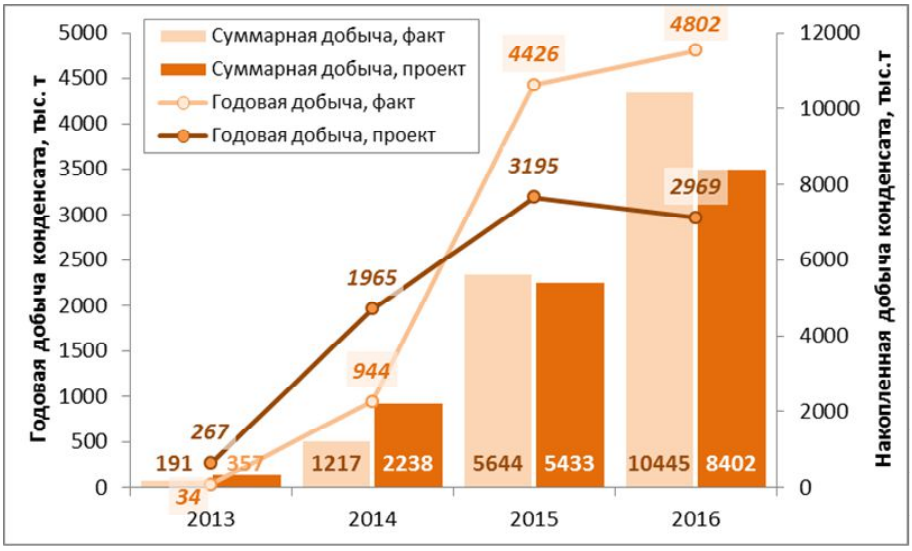

Рисунок 2 – Динамика показателей добычи конденсата

Согласно представленному сопоставлению проектных и фактических показателей разработки, отклонение в добыче газа в 2014 г. обусловлено вводом участка в разработку не с начала года, в отличие от проектного документа.

Между тем, в 2015 г. отмечается снижение депрессии относительно действующей ПТД, при меньшем фактическом фонде эксплуатационных скважин. Данное обстоятельство связано с применением технологии интенсификации притока – проведение многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах.

Следует отметить, что на территории лицензионного участка по состоянию на 01.01.2017 эксплуатируются две УКПГ: первая и вторая. УКПГ-1 расположена на юго-западе участка в районе кустовой площадки 5, введена в эксплуатацию в 2014 г. и предусмотрена для подготовки продукции ачимовских отложений. В 25 км северо-восточнее УКПГ-1 в районе кустов 5 и 7 расположены УКПГ-2 и УПН, целевым назначением которых является подготовка продукции скважин, пробуренных на отложения валажинской толщи (газоконденсатные залежи пластов $БУ_{12}^{1-1}$, $БУ_{13}^{1}$, $БУ_{17}^{1-1}$ и нефтегазоконденсатные залежи пластов $БУ_{10}^{1-2}$, $БУ_{14}^{1}$).

Вследствие значительной протяжённости лицензионной территории и истощения запасов в пределах валанжинских отложений, добываемая продукция нескольких ачимовских скважин, расположенных на севере лицензионного участка, поступает на УКПГ-2. При этом обеспечивается их подготовка совместно с газом и конденсатом валанжинских отложений. На период перспективы предусматривается продолжить указанную практику уже с учётом ввода в эксплуатацию новых скважин – за счёт чего планируется достичь равномерной загрузки обеих УКПГ.

Анализ результатов показал, что при исследовании скважин с проведенной интенсификацией притока технологией ГРП, «скин-фактор» по данным аналитического моделирования Kappa Saphir изменяется от минус 6,56 до 0,17 при среднем значении минус 4,5. То есть призабойная зона пласта имеет значение проницаемости выше, чем у удаленной зоны. В итоге, значение проницаемости трещины ГРП значительно выше значения эффективной проницаемости пласта, что логично для данных условий.

Необходимо отметить, что практически на всем проектном фонде скважин запланировано проведение ГРП. Реализация данного мероприятия в фильтрационной модели при создании выполнена путем изменения величины «скин-фактора» вскрытого скважиной соединения на значение минус 4,5, полученного по итогам ГДИ фактических скважин разрабатываемых на тот момент участков.

Немаловажную роль при определении продуктивных характеристик проектных скважин играет заложенная в фильтрационную модель зависимость пористости от

проницаемости. Учитывая многообразие выполненных экспериментов на керновом материале по определению абсолютной и относительной фазовой проницаемостей, при создании действующего проектного документа выполнено соответствующее обоснование петрофизических связей, которое в дальнейшем использовалось для моделирования фильтрационных процессов в межскважинном пространстве.

Необходимо отметить, что условия проводимых экспериментов на образцах керна размером в несколько сантиметров не сопоставимы с реальными фильтрационными процессами, протекающими в коллекторах ачимовских отложений в районе забоев скважин. Что в конечном итоге при прямом переносе результатов исследований керна на ячейку фильтрационной модели ведет к сопутствующим погрешностям при расчете технологических показателей на перспективу.

На текущей стадии проведено сопоставление заложенных в действующем проектном документе параметров работы эксплуатационных газоконденсатных скважин ЛУ с фактическими результатами их работы с момента ввода в эксплуатацию. На основе анализа длительной эксплуатации, результатов ГДИ и эффективности проведенных ГТМ все скважины были поделены на три основные группы:

фактические параметры работы выше проектных значений;

фактические параметры работы ниже проектных значений;

фактические параметры работы соответствуют проектным значениям.

После чего было выполнено обобщение результатов сравнения параметров работы скважин. Результаты обобщения представлены на рисунке 3. Отмечается, что в 78 % случаев фактические продуктивные характеристики скважин выше заложенных в проектном документе.

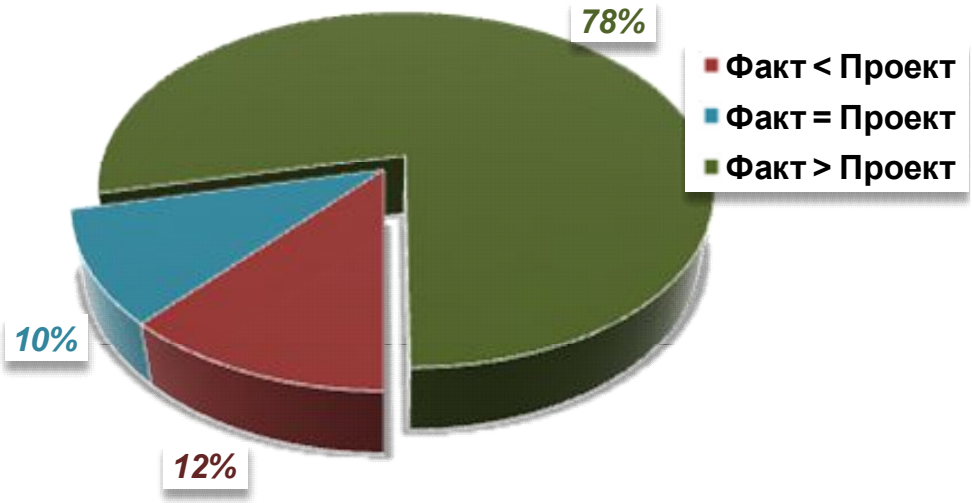

Рисунок 3 – Результаты сравнения параметров работы скважин

Таким образом, используемый при создании действующего проектного документа подход при обосновании продуктивности скважин показал более пессимистическую оценку перспектив освоения ачимовских отложений. Фактические данные же свидетельствуют о том, что в действительности продуктивные характеристики скважин выше проектных. Основными причинами превышения проектных продуктивностей являются:

- более высокая проницаемость матрицы коллектора;
- применение большего количества стадий ГРП на субгоризонтальных скважинах;
- более высокий эффект от ГРП на скважинах с вертикальным окончанием.

В данной связи необходимо, чтобы основополагающими данными при адаптации модели и расчете прогнозных технологических показателей выступали непосредственно скважинные данные, полученные в ходе исследований и длительной их эксплуатации.

Утвержденным проектным документом в зонах перекрытия в плане продуктивных отложений, которые распространены на значительной площади ачимовских отложений, предусмотрена одновременная разработка объектов 2а и 3а. Помимо этого, в межотчетный период проводилась опытно-промышленная эксплуатация объекта 3б (скважина 180).

По состоянию на 01.01.2017 на территории участка действующий фонд добывающих скважин составляет 66 ед., бездействующих – 2, еще 8 скважин находятся в освоении после бурения.

Карта текущего состояния разработки представлена на рисунке 12.

Касаемо выработки запасов можно отметить, что по состоянию на 01.01.2017 извлечено 32760 млрд. м3 газа, что составляет 4,4 % от начальных запасов углеводородного сырья по эксплуатируемым пластам.

Выработка основного объекта эксплуатации (объекты 2а и 3а) происходит наиболее интенсивно в зоне наибольших эффективных толщин, что можно отметить на рисунке 13. Локальные минимумы текущего пластового давления отмечаются в районе кустов газовых скважин 5 и 1. Такая картина в основном наблюдается по объекту эксплуатации 2а, что связано с более высокими ФЕС и соответственно с большим вкладом пластов Ач3-4 в суммарный дебит скважин эксплуатирующих совместно объекты 2а и 3а.

В период с 01.01.2014 по 01.01.2017 завершены исследования и испытания трех разведочных скважин (Р25, 62Р и 26Р), 29 эксплуатационных скважин и одной поисковой скважины (180П). Отметим, что исследования в период 2014-2016 гг. выполнялись силами ООО «МНП Геодата», ООО «Сиам Мастер», ООО ИТЦ «ГазИнформПласт» и др. в соответствии с программой исследовательских работ и требований действующего проектного документа. После вызова притока и освоения скважин выполнялся совместный комплекс первичных газодинамических и газоконденсатных исследований. В течение всего

периода выполнения полевых работ производилась непрерывная регистрация устьевых термобарических параметров. Вместе с тем, на режимах фильтрации выполнялся отбор проб добываемого флюида для последующих лабораторных исследований.

Однако, стоит отметить, что некоторые исследования выполнялись без спуска глубинного оборудования на забой скважины (44% от общего количества исследований), а термобарические параметры регистрировались только лишь устьевыми приборами.

Согласно представленной информации в сводной таблице по исследованиям, дебит пластовой смеси в ходе исследований изменялся от 31 тыс. м^3/сут (поисковая скважина 180П, режим на штуцере диаметром 6 мм) до 1570 тыс. м^3/сут (субгоризонтальная скважина U1703, режим на штуцере 20 мм), величина забойного давления при этом составляла 13,5 и 44,1 МПа, соответственно. Столь высокая продуктивность скважины U1703 обусловлена длиной горизонтального участка скважины равного около 1000 м, вскрывающего пласты Ач$_{3-4}$ и Ач$_5^{2-3}$ совместно одним фильтром и поведенного на эти пласты МГРП с закачкой около 650 тонн проппанта.

В таблице 1 приведены общие сведения с тех. режимов по типу вскрытия и заканчивания скважин, реализованных способов интенсификации притока.

Таблица 1 – Средние параметры работы скважин с различным типом вскрытия

Тип вскрытия	тип ГРП	Кол. скважин	Средний дебит ГКС	Средняя депрессия на пласт	Средняя продуктивность	Средний КГФ (товарный конд./товарный газ)
			тыс.м^3/сут	МПа	тыс.м^3/сут/МПа^2	г/м^3
Вертикальное	Без ГРП	2	257	9	0,3	458
	ст.ГРП	31	751	11	0,8	395
Горизонтальное	Без ГРП	1	950	13	0,8	356
Субгоризонтальное	Без ГРП	14	759	11	0,7	361
	ст.ГРП	1	850	12	0,6	400
	МГРП	6	1346	5	2,7	396

На рисунке 4 для наглядности представлен средний дебит скважин с различным типом закачивания и вскрытия. Как видно из графиков, средний дебит скважин с субгоризонтальным вскрытием и проведенным на них МГРП составляет 1346 тыс. м^3/сут, субгоризонтальная с ГРП 850 тыс. м^3/сут, вертикальная с ГРП 751 тыс. м^3/сут и горизонтальная без ГРП 950 тыс м^3/сут, которая вскрывает только пласт Ач$_{3-4}$ с хорошими

коллекторскими свойствами. Согласно графику, представленному на рисунке, можно отметить, что самая высокая депрессия на пласт при эксплуатации у скважин с горизонтальным типом вскрытия, минимальная депрессия у скважин с субгоризонтальным типом вскрытия и проведённым МГРП. Так же стоит отметить, что субгоризонтальные скважины с МГРП работают с более высокой продуктивностью, чем все остальные скважины.

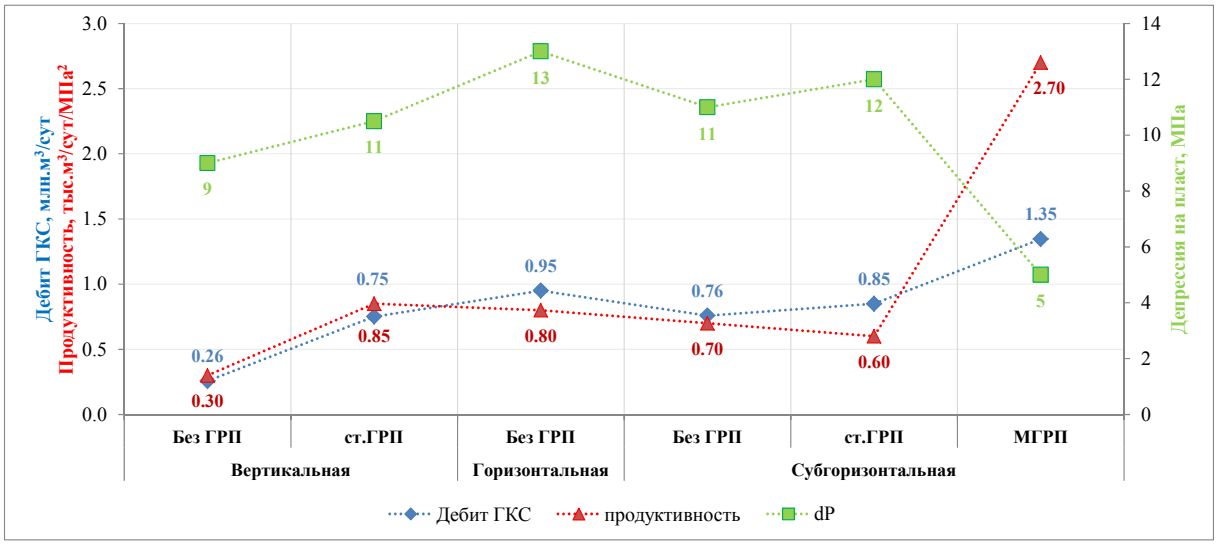

Рисунок 4 – Средний дебит работы скважин с различным типом вскрытия

Анализ представленных результатов позволяет заключить следующее:

- коэффициенты фильтрационных сопротивлений А и В, определенные в процессе интерпретации ГДИ, являются оценочными, так как такой подход в случае ачимовских залежей не применим;

- проводимость (kh) вскрываемых пластов изменяется от 0,0662 до $448 \cdot 10^{-3}$ мкм^2·м, при среднем значении $1{,}5 \cdot 10^{-3}$ мкм^2·м. Диапазон изменения полученных результатов обусловлен неоднородностью коллекторских свойств пластов по площади и разрезу ачимовских отложений;

- среднее значение проницаемости пласта $Ач_{3\text{-}4}$ ниже, чем пласта $Ач_5$

В результате, выполненный общий анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

- за рассматриваемый период с 2014 по 2016 гг. газодинамические исследования проведены на 35 скважинах;

- по полученным данным отмечается, что скважины с субгоризонтальным вскрытием и проведением на них МГРП дают самую высокую продуктивность;

- скважины с субгоризонтальным окончанием и проходкой ствола по продуктивной части менее 1000 м с применением на них технологии МГРП показали, что при невысокой

депрессии на пласт наблюдается значительный прирост продуктивности. В дальнейшем рекомендуется рассмотреть возможность увеличения длины субгоризонтального участка и проходкой по продуктивной части до 2000 м и более для обеспечения максимальной продуктивности;

- отмечается успешная эффективность выполняемых мероприятий по интенсификации притока методом ГРП. По результатам интерпретации полученных материалов геометрические и фильтрационные параметры трещины ГРП аналогичны сформированным трещинам в скважинах соседних лицензионных территорий. Среднее значение полудлины трещины ГРП установилось на значении 120 м, проводимость трещины - 4152 мкм^2·м;

- по итогам выполненных газодинамических исследований субгоризонтальных скважин с ГРП на ЛУ наблюдаются их высокие начальные продуктивные характеристики, в сравнении с наклонно-направленными скважинами с ГРП. Вместе с тем, для подтверждения сохранения данной тенденции с течением времени рекомендуется провести комплекс текущих газодинамических исследований на скважинах всех конструкций.

Литература

1. Уточненная постоянно-действующая геологическая модель залежей углеводородов ачимовской толщи Уренгойского региона с учетом материалов сейсморазведки 3Д: Отчет о НИР / ООО "ТюменНИИгипрогаз" - Тюмень, 2009.

2. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата ачимовских отложений, залежей неокома (БУ16, БУ17, БУ18), юры (пласты ЮГ2, ЮГ3, ЮГ4) Уренгойской группы месторождений: Отчет о НИР / ОАО "СибНАЦ"; Руководитель Дещеня Н.П. - Тюмень, 2003.

3. Протокол государственной комиссии по запасам полезных ископаемых № 975-дсп от 15.12.2004.

4. Единая технологическая схема разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения.

5. Протокол Роснедра № 18/626-пр. от 22.10.2010.