

И. Б. Дубив

(ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

Ачимовская толща, промыслово-геофизические исследования, коэффициент работающих толщин, профиль притока, отработка пласта, газоконденсатные залежи

Achimov series, field-geophysical development survey, coefficient of producing formations, fluid movement profile, output of the layer, gas condensate deposits

Analysis of Achimov series layers output in Urengoy region. Dubiv I.B.

The results of well survey in New-Urengoy and East-Urengoy license area of Urengoy oil-gas condensate field are presented. The characteristic of the layers development over the deposit cross-section is analyzed. Recommendations are given for improvement of field-geophysical monitoring of the development process. Fig. 2, ref. 1.

На сегодняшний день актуальным вопросом становится освоение запасов газа и газового конденсата глубокозалегающих залежей ачимовской толщи, которые содержат огромные запасы ценного углеводородного сырья и имеют ряд геолого-физических особенностей. Приведены результаты исследований основных газоконденсатных пластов Ач₃, Ач₄ и Ач₅ Ново- и Восточно-Уренгойского лицензионных участков Уренгойского месторождения с 2003 по 2008 гг. Объектами эксплуатации являются песчано-алевролитовые отложения, представляющие сложнопостроенные клиноформенные геологические тела и содержащие преимущественно газоконденсатные залежи. Пластовые системы характеризуются наличием аномально высоких пластовых давлений и повышенных температур.

Отложения продуктивной толщи литологически очень неоднородны. Терригенные породы представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники ачимовских пластов светло-серые, иногда со слабым буроватым оттенком, алевритистые, слюдистые, кварц-полевошпатовые, мелко- и среднезернистые, массивные, с глинисто-карбонатным цементом. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, крепкие, массивные, слоистые из-за прослоек алевритового материала, слоистость линзовидно-волнистая, иногда нарушенная следами оползания осадка.

Для всех разностей пород, слагающих ачимовскую толщу, характерно наличие субвертикальных трещин, полых и заполненных кальцитом, иногда со следами мелких сбросов.

Общая толщина ачимовских отложений варьирует от 80 до 420 м.

Наличие в ачимовской толще аномально высокого пластового давления с коэффициентом аномальности от 1,5 до 1,8 определяет возможность нефтегазопроявлений и поглощения глинистого раствора в процессе бурения.

Перекрываются ачимовские отложения мощной, преимущественно глинистой толщей, представленной глинами и алевролитами с разнообразными типами слоистости.

Цель промыслово-геофизических исследований (ПГИ) – уточнение эффективных работающих толщин, определение профилей притока и параметров, характеризующих выработку пластов. Кроме того, с помощью промыслово-геофизических исследований осуществляется технический контроль состояния и конструкции скважин, контроль эффективности геолого-технических мероприятий (контроль проведения гидроразрыва пласта).

Профиль притока является основным источником информации о распределении контролируемой величины потока в стволе скважины вдоль вскрытого перфорацией газонасыщенного разреза скважины. Основное назначение профилей притока – это выявление и количественная оценка работающих участков перфорированного пласта, при суммировании толщин которых устанавливается работающая толщина пласта, позволяющая оценивать величину охвата залежи системой разработки.

Всего проанализированы результаты исследований (заклучения и исходные материалы) по 28 скважинам, что составляет ≈ 60 % от действующего фонда скважин.

В процессе анализа исходных материалов ПГИ для повышения достоверности предварительных заключений уточнялись параметры работы скважин: направление, интенсивность внутрипластовых и межпластовых перетоков, значения работающих толщин исследуемого объекта (пласта), наличие или отсутствие нарушений конструкции скважин.

В качестве иллюстрации информативности стандартных ПГИ можно привести типовые примеры результатов интерпретации по скв. 1-17-02 Ново-Уренгойского лицензионного участка, которая введена в работу в декабре 2003 г. на пласты Ач₃ и Ач₄.

Согласно выполненному комплексу ГИС-контроль от 20.06.2007. с целью определения профиля притока после проведения ГРП отмечался приток газа из пластов Ач₃ в интервале глубин 3746-3783 м и Ач₄ в интервале глубин 3797-3809 м, причем приток газа из пласта Ач₃ обеспечивал 62 % общего дебита скважины, приток из пласта Ач₄ – 38 %. Доля вклада пласта Ач₄, характеризующегося лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), в общий дебит скважины не отражает в полной мере добывные возможности пласта из-за остановки прибора на глубине 3814 м и наличия столба жидкости в стволе скважины ниже глубины 3809 м. Проведение гидроразрыва пластов Ач₃ и Ач₄ также искажает реальный профиль притока. Межпластовых перетоков не отмечается.

Похожая картина характерна для всего фонда скважин. Межпластовые перетоки отсутствуют или незначительны, нарушений обсадной колонны не выявлено, совместно разрабатываемые пласты охвачены дренированием, хотя и не пропорционально их толщине. Проводимый в скважинах стандартный комплекс ПГИ в целом информативен, хотя и

некоторых случаях (при непрохождении приборов ниже интервалов перфорации, а также при нестабильных режимах работы скважин) не удается применить расходомерию для оценки профилей притока.

При геофизическом контроле разработки газоконденсатных залежей ачимовской толщи на Ново-Уренгойской и Восточно-Уренгойской площади сделаны выводы.

1. Геофизические исследования с целью определения профиля притока выполнены в 16 скважинах (26 скважинных исследований) Ново-Уренгойской площади и в 12 скважинах (24 скважинных исследований) Восточно-Уренгойской площади. Основная доля исследований проведена в скважинах после проведения ГРП (16 скважинных исследований на Ново-Уренгойской площади и 18 – на Восточно-Уренгойской площади). До проведения ГРП в разовом порядке исследованы 10 скважин Ново-Уренгойской площади и 6 скважин Восточно-Уренгойской площади.

2. В большинстве исследованных скважин, особенно после проведения ГРП, часть интервала перфорации не доступна для исследований из-за непрохождения геофизических приборов.

3. В ряде скважин распределение притока газа по толщине продуктивной части разреза в перфорированном интервале не соответствует распределению проницаемости. Причины такого несоответствия многообразны: несовершенное вскрытие пластов при бурении, некачественное освоение после перфорации (при засорении прискважинной зоны, проницаемость ее недостаточна для фильтрации флюида), негерметичность цементного кольца в интервале перфорации, низкая достоверность определения проницаемости по данным ГИС и др.

4. Искажение профилей притока относительно потенциальных возможностей коллекторов в большинстве случаев наблюдается при регистрации их после гидроразрыва пласта. Обусловлено это технологией проведения ГРП, характером формирования трещины, освоением скважины после ГРП, а также разрушением цементного камня в процессе повторной перфорации и гидроразрыва пласта.

5. При изучении детальной характеристики отработки пластов в некоторых скважинах отмечается завышение толщин отдающих интервалов по сравнению с эффективными. Неоднородные пласты, представленные тонким переслаиванием непроницаемых и проницаемых прослоев с различными физическими свойствами, из-за отсутствия надежного гидродинамического разобщения прослоев по данным расходомерии выделяются как единое целое.

6. На Ново-Уренгойской площади активно обрабатывается пласт Ач₄. Из 16 исследованных скважин для определения профиля притока пласт Ач₄ эксплуатируется совместно с пластом Ач₃ в 6 скважинах, в остальных скважинах находится в разработке только пласт Ач₄. Пласт Ач₃ по отношению к пласту Ач₄ характеризуется более выраженной литологической и фильтрационной неоднородностями, и степень его участия в выработке запасов более низкая. Величина коэффициента охвата залежи пласта Ач₃ системой разработки составляет в среднем 0,58 (после проведения ГРП). До проведения ГРП профиль притока записан в единственной скважине (1-17-02). Для пласта Ач₄ среднее значение коэффициента работающей эффективной толщины составляет 0,75 (до и после проведения ГРП).

Пласт Ач₄, в основном, перфорирован в полном разрезе. Часть интервала перфорации, особенно после проведения ГРП, не доступна для геофизических исследований из-за непрохождения прибора, поэтому определить профиль притока из всего перфорированного интервала в большинстве скважин не представляется возможным. В зоне перфорации, охваченной геофизическими исследованиями, часть пластов-коллекторов в притоке газа не участвует, причем интервалы отсутствия притока не во всех случаях приурочены к коллекторам с низкими ФЕС.

В связи с негерметичностью заколонного пространства выявлено наличие заколонных перетоков газа из пласта Ач₃ в верхние перфорационные отверстия пласта Ач₄ по результатам двух скважинных исследований, выполненных до проведения ГРП, в скв. 1-17-04 и 1-21-07 и 8-ми исследований скв. 1-12-03, 1-15-01, 1-15-03, 1-17-04, 1-17-05, 1-21-07 после гидроразрыва пласта.

7. В пределах Восточно-Уренгойской площади эксплуатируется пласт Ач₅, вскрытый в 4-х исследованных комплексе ГИС-контроль скважинах в полном объеме (2-21-03, 2-25-01, 2-25-03, 2-25-04). В остальных скважинах пласт перфорирован частично в нижней его части. По материалам термометрии и расходомерии получена детальная характеристика отработки пласта. При анализе профилей притока в ряде скважин четко прослеживается различная степень интенсивности отдачи коллекторов в зависимости от параметров ФЕС. Распределение притока газа по толщине пласта во многих случаях не подчиняется тому же закону что и распределение проницаемости, из-за особенностей вскрытия продуктивной части при бурении, совершенства вторичного вскрытия пласта перфорацией, освоения скважины, состояния крепления заколонного пространства и др. С другой стороны, из-за отсутствия в комплексе ГИС-бурение ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) коэффициент проницаемости определяется с недостаточно высокой степенью достоверности. Несмотря на тесные статистические зависимости $K_{пр} = f(K_{п.эфф})$, полученные для пластов Ач_{3,4} и Ач₅ по данным керна ($R^2 = 0,78-0,81$), погрешность оценки $K_{пр}$ по связи «керна-геофизика» остается значительной из-за низкой точности определения параметров удельного электрического сопротивления и $K_{ин}$ в условиях тонкослоистого разреза ачимовских отложений.

Средняя величина коэффициента работающих эффективных толщин до проведения ГРП составляет 0,67, после гидроразрыва пласта – 0,76. Во многих скважинах этот коэффициент не определен из-за остановки прибора в интервале перфорации.

По результатам 34 промыслово-геофизических исследований скважин получена зависимость средневзвешенной эффективной толщины работающего интервала (Нраб) от средневзвешенной эффективной толщины для всего интервала перфорации (Нперф). Уравнение связи имеет вид

$$Нраб = 0,593 Нперф (R^2 = 0,9). \quad (1)$$

Данная зависимость представлена на рис. 1, позволяющая на практике решить следующие задачи:

- выявление особенностей притока газа в скважину;
- выбор объектов для интенсификации притока;
- определение характера отработки запасов продуктивного разреза залежи.

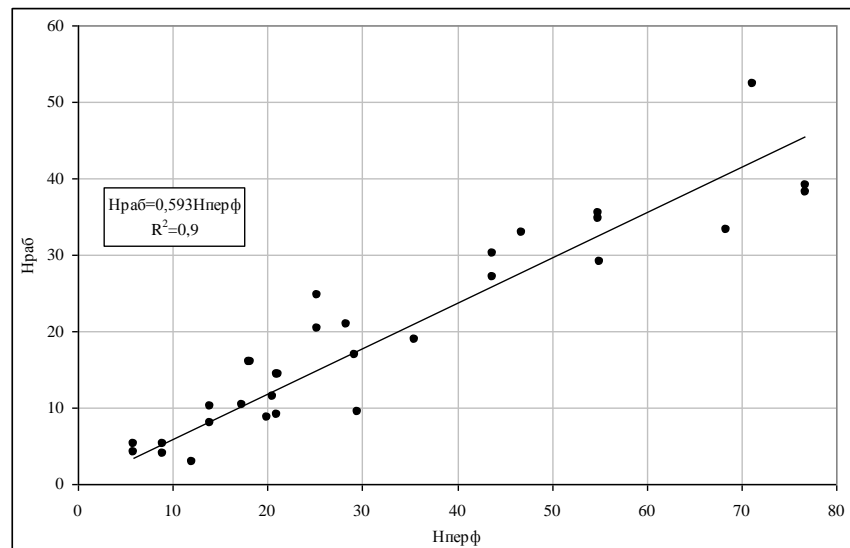


Рис. 1. Зависимость $H_{раб}$ от $H_{перф}$

На основании результатов выполненных комплексов ГИС-контроль установлено наличие заколонных перетоков газа из неперфорированной верхней части пласта $Aч_5$ в верхние перфорационные отверстия.

Заколонные перетоки газа наблюдаются, в основном, после проведения ГРП. До проведения ГРП заколонный переток газа выявлен только в одной скважине (2-12-01). Одной из возможных причин появления заколонных перетоков после проведения ГРП может быть разрушение цементного камня в процессе проведения работ по гидроразрыву пластов.

Анализ профилей притока, зарегистрированных в скважинах, свидетельствует о различной интенсивности выработки пластов ачимовской толщи.

До проведения ГРП отмечается самый высокий темп выработки пласта $Aч_4$ (коэффициент работающих толщин равен 0,75), после ГРП – коэффициенты работающих эффективных толщин пластов $Aч_4$ и $Aч_5$ приблизительно равны и составляют соответственно 0,75 и 0,76.

Самой низкой степенью участия в выработке запасов после проведения ГРП характеризуется пласт $Aч_3$ (коэффициент работающих толщин равен 0,58).

Приведена карта охвата выработкой пласта $Aч_{3,4}$, характеризующая отношение газонасыщенной толщины, подвергающейся дренированию, к суммарной эффективной газонасыщенной толщине объекта (рис. 2) [1].

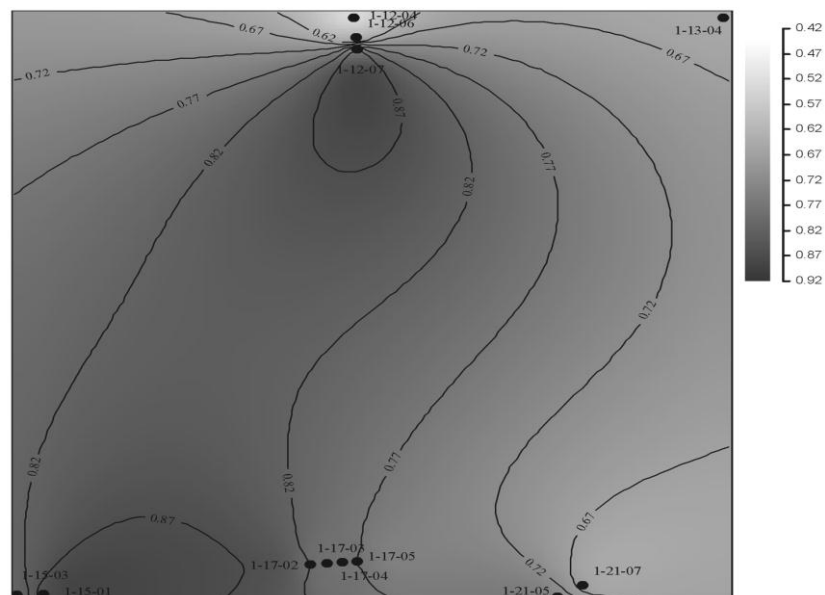


Рис. 2. Карта охвата выработкой пласта $Aч_{3,4}$ Ново-Уренгойского лицензионного участка

Для повышения информативности стандартного комплекса проводимых в настоящее время геофизических исследований скважин предлагается внести необходимые изменения в технологию работ и комплекс ПГИ.

- Выявление зон, характеризующихся неравномерностью выработки запасов газа (неохваченных активной разработкой).

- Выявление интервалов с возможными заколонными перетоками и нарушениями конструкции.
- Обоснование необходимости проведения работ для восстановления производительности скважин.
- Информационное сопровождение работ по увеличению газо- и конденсатоотдачи.

Рекомендуемые мероприятия для решения задач ПГИ.

1. Необходимо модернизировать систему промыслово-геофизического мониторинга. Для получения информации о поинтервальных дебитах притока и более тщательного контроля разработки пластов требуется провести изменения как методик проведения измерений и методов интерпретации данных ГИС-контроля.

2. Для регистрации всех параметров ПГИ в соответствии с «Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» (1999 г.) следует применять исключительно цифровые способы. Документирование получаемых результатов ПГИ и ГДИС вести с обязательным сохранением информации об условиях измерений, количественные критерии необходимо приводить в табличной форме с указанием методики их расчетов. Сохранение получаемых результатов ПГИ и ГДИС выполнять в специально предназначенных для этого базах данных скважинных исследований. По мере возможности, ПГИ должны проводиться в тех условиях, в которых скважина обычно эксплуатируется.

3. Для мониторинга совместной эксплуатации пластов рекомендуется использовать следующие методики:

- комплекс ПГИ, включающий барометрию, плотностнометрию и расходометрию;
- установку стационарных глубинных контрольно-измерительных приборов (датчики температуры, давления, состава и расхода) в кровле работающих пластов.

К наиболее информативным ПГИ в добывающих скважинах необходимо отнести комплексные исследования с использованием многоканальной скважинной аппаратуры.

Список литературы

1. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 422 с.

Сведения об авторе

Дубив И.Б., инженер отдела разработки ачимовских залежей,
(3452)285-033, e-mail: dub-igor@rambler.ru

Dubiv I.B., engineer, Department for Achimov Series Deposits Development,
8(3452)285-033, e-mail: dub-igor@rambler.ru

ООО «ТюменНИИгипрогаз», тел.:

ООО «TyumenNIIgiprogas», phone: