

Обоснование причин снижения продуктивности скважин газовых и газоконденсатных месторождений на морском шельфе

В.И. Смургин

начальник группы по капитальному ремонту скважин¹

vsmurygin@gas.crimea.ru

Р.У. Рабаев

к.т.н., начальник управления нефтегазового инжиниринга и проектирования²

rabaevru@rusoil.net

Б.Ш. Муслимов

преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений»³

bmuslimov@mail.ru

Ш.Х. Султанов

д.т.н., доцент, профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»², заведующий лабораторией³

ssultanov@mail.ru

¹Управление буровых работ ГУП РК «Черноморнефтегаз», Симферополь, Россия

²ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия

³Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, Центр нефтегазовых технологий и новых материалов, Уфа, Россия

В статье предложены возможные причины снижения продуктивности скважин, разрабатывающих газовые и газоконденсатные залежи месторождений Черноморского шельфа. Количественная оценка текущего энергетического состояния пласта, остаточных запасов и добычных возможностей скважин, а также их взаимосвязи выполнена в виде системы уравнений, характеризующих модель системы «пласт–скважина».

Прогнозирование уровней добычи углеводородов является неоднозначной и сложной задачей, в решении которой учитывается энергетическое состояние залежи, характер насыщения и соотношения флюидов в коллекторе, литологический состав и фильтрационно-емкостные свойства коллектора, а также показатели, характеризующие технологические и технические условия разработки продуктивного пласта, и многое другое. Достоверный прогноз добычи углеводородов базируется на анализе результатов промысловых исследований, выполненных в скважинах. Выявление наиболее вероятных причин повышения или снижения производительности скважин возможно после проведения гидродинамических исследований (ГДИ) в скважинах. Одним из информативных является подход, когда ГДИ проводятся с регистрацией кривых восстановления давления (КВД) после работы скважины на стабильном режиме, что позволяет в ходе интерпретации выделять вклад различных факторов в изменение продуктивности скважины: изменения проводимости пласта, скин-фактора, пластового давления, наличия жидкости в стволе скважины. По скважинам, разрабатывающим газовые и газоконденсатные залежи месторождений Черноморского шельфа, имеется ограниченное количество представительных ГДИ. По результатам интерпретации многих ГДИ, определение скин-фактора или проводимости пласта возможно только оценочно, что в одном случае связано с искажениями, возникающими из-за перераспределения жидкой и газообразной фаз в стволе скважины после остановки, по другим скважинам причиной является проведение замеров на устье скважины без спуска глубинных приборов. Поэтому для решения указанного вопроса выполнена интегральная оценка

динамики продуктивности скважины, опирающаяся на одновременный анализ динамики дебита скважины, пластового и забойного давления, рассчитываемого на основе устьевого давления.

В качестве объектов исследования определено пять скважин трех газоконденсатных месторождений Черноморского шельфа. Скважины выбраны с учетом того, что они разрабатывают залежи в различных стратиграфических комплексах пород. Скважинами №1 и №2 ведется добыча газа из залежи в отложениях нижнего палеоцена на глубине 2200 м. Скважины №3 и №4 эксплуатируют газовую залежь майкопской толщи на глубине 600 м. Скважина №5 совместно разрабатывает залежи в нижнем и верхнем палеоцене. Следует отметить, что продуктивный пласт нижнепалеоценового возраста представлен сложным неоднородным коллектором, преимущественно плотным известняком с переслаиванием алевритов и мергелей. Газонасыщенный коллектор верхнего палеоцена представлен преимущественно переслаиванием терригенных пород с прослоями глинистых известняков, мергелей плотных алевритов. Продуктивный горизонт М-V майкопской серии представлен слабосцементированными прослойками глинистых алевритов и алевритов с примесями пелита, которые чередуются темно-серыми глинами.

Динамика показателей разработки скважины №1 свидетельствует о том, что продуктивность скважины была стабильной до 2009 года, после чего отмечается резкое снижение ее продуктивности (рис. 1). Для карбонатных отложений характерно наличие естественной трещиноватости, при этом зачастую при снижении пластового давления за счет смыкания трещин наблюдается снижение их

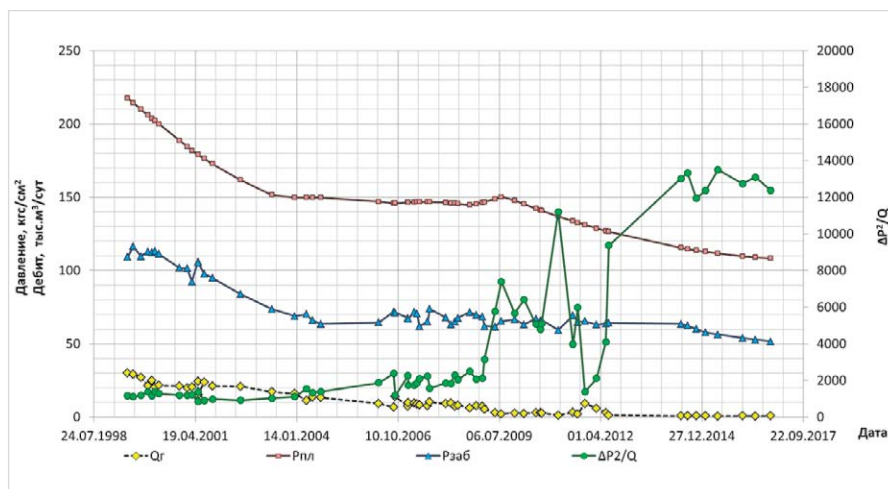


Рис. 1 — Динамика показателей работы скважины №1
Fig. 1 — Trend development of performance indicators for well No.1

Материалы и методы

Для анализа исследуемых объектов использована аналитическая модель, включающая в себя уравнения материального баланса, притока к скважине и гидравлического сопротивления колонны фонтанных труб. Методика комплексного анализа разработки газовой или газоконденсатной залежи. Анализ и интерпретация кривых восстановления давления. Методы статистической обработки промысловых данных. Аналитическое моделирование, включающее уравнение материального баланса, притока к скважине и гидравлического сопротивления колонны фонтанных труб.

Ключевые слова

газовое месторождение, кривая восстановления давления, обводненность, гидродинамические исследования скважин, коэффициент продуктивности.

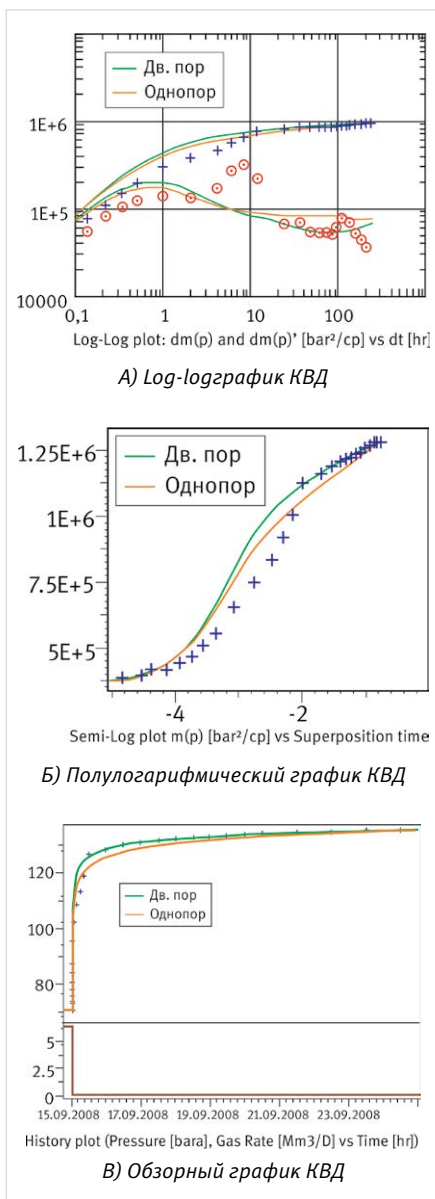


Рис. 2 — Интерпретация КВД в скважине №1 от 15.09.2008 г

Fig. 2 — Interpreting pressure recovery curve in well No.1 dated 15.09.2008

проницаемости. Скважина №2 характеризуется стабильной, с 2008 года до середины 2016 года, добычей газа, далее отмечается резкое снижение дебита скважины.

Результаты анализа показателей эксплуатации скважин №3 и №4 также свидетельствуют о резком снижении дебита газа и буферного давления с 2015 года.

Снижение продуктивности, после приобретения интервала пласта верхнего палеоцена к совместной разработке с пластом нижнепалеоценового возраста, отмечается в скважине №5 газоконденсатного месторождения.

Сущность методики комплексного анализа разработки газовой или газоконденсатной залежи заключается в определении текущего энергетического состояния пласта, остаточных запасов и добычных возможностей скважин. В зависимости от уровня детализации, сложность модели может быть разной, соответственно, будет отличаться точность прогнозных расчетов. Для анализа исследуемых объектов использована аналитическая модель, включающая в себя уравнения материального баланса [1, 2, 6], притока к скважине [3] и гидравлического сопротивления колонны фонтанных труб [4, 5]. Использование аналитической модели обусловлено малым объемом залежи, небольшим количеством скважины и равенством пластовых давлений [7].

Исследования, на основе которых производится настройка модели, разделены на несколько категорий, в зависимости от частоты их проведения и этапности настройки модели:

- сводный перечень результатов ГДИ с начала разработки, который используется для настройки зависимости пластового давления от накопленного отбора по залежи, и настройки коэффициентов фильтрационного сопротивления и гидравлического сопротивления колонны фонтанных труб по залежам;
- сводный перечень результатов технологического замера дебита;
- сводный перечень результатов замеров устьевых параметров: буферного давления и температуры, затрубного давления, диаметра штуцера, давления и температуры после штуцера, — используемый для определения динамического забойного давления скважины;
- месячные эксплуатационные рапорты по скважинам анализируемой залежи с начала разработки, которые содержат информацию о текущем и накопленном отборе на каждый месяц.

С учетом рассмотренных особенностей модели «пласт-скважина», на первом этапе производится подбор начальных дренируемых запасов газа и параметров водоносного горизонта таким образом, чтобы добиться максимального соответствия динамики пластового давления, рассчитанной с учетом заданной истории отборов, с результатами прямого определения пластового давления при ГДИ. В случае неудовлетворительного соответствия расчетного и измеренного пластового давления вместо модели материального баланса следует пользоваться фильтрационными моделями.

Следующий этап — настройка коэффициентов фильтрационных сопротивлений и шероховатости фонтанных труб на результаты

регистрации индикаторных диаграмм. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений и шероховатость труб подбираются таким образом, чтобы достичь соответствия расчетных и измеренных при регистрации индикаторной диаграммы забойных и устьевых давлений.

После подобной настройки модель позволяет спрогнозировать падение пластового давления, забойные и устьевые давления для заданной динамики отборов. Критерием настройки является подбор параметров, сводящих до минимума невязку между расчетными и измеренными значениями устьевого давления для заданной истории отборов. После настройки модели становится возможным прогнозировать дебит скважины, соответствующий разным значениям устьевого давления. Это позволяет, при изменении технологического режима работы скважины, оценивать текущий дебит по значению устьевого давления без проведения трудоемких операций по замеру дебита. При этом для корректировки пластового давления, участвующего в данном расчете, используется настроенная на предыдущем этапе зависимость P/z от накопленного отбора.

С использованием настроенной модели по результатам контрольных замеров дебита и устьевого давления была проведена оценка забойного давления на режиме эксплуатации.

На основе определенного таким образом пластового давления ($P_{пл}$), забойного давления ($P_{зоб}$) и измеренного дебита газа (Q) проведена оценка изменения суммарного фильтрационного сопротивления $\Delta P_z/Q = (P_{пл}^2 - P_{зоб}^2)/Q$ в моменты проведения контрольных замеров дебита. Суммарное фильтрационное сопротивление является обратной характеристикой продуктивности на текущем режиме, динамика данного параметра позволяет судить об изменении добычных возможностей скважины. Увеличение данного параметра свидетельствует об ухудшении проводимости пласта, либо призабойной зоны, что может происходить по причине пересыпания забоя, образования песчаных и глинистых пробок, загрязнения призабойной зоны пласта. Уменьшение данного параметра свидетельствует об увеличении продуктивности скважины, что может происходить по причине очистки скважины или призабойной зоны от кольматанта, или фильтрации технологической жидкости, улучшения контакта скважины с пластом, интенсификации притока за счет геолого-технических мероприятий (ГТМ), в том числе физических методов воздействия или химической обработки пласта. Все это направлено на восстановление (улучшение) коллекторских свойств призабойного пласта.

С целью определения причин снижения продуктивности скважин рассматриваемых месторождений Черноморского шельфа, выполнена переинтерпретация КВД. Результаты показали, что наличие двойной пористости подтверждается КВД, зарегистрированной в скважине №1 в период с 15.09. по 23.09.2008 г, которая лучше всего адаптируется в модели двойной пористости, характерной для продуктивных пластов с естественной трещиноватостью. Проводимость пласта 2,0 мД·м, пластовое давление 143 кгс/см², скин-фактор $S=0,1$ (рис. 2).

Анализ сводных результатов интерпретации КВД, приведенных в таб. 1, позволяет отметить стабильную динамику снижения проводимости пласта. Пластовое давление, в целом, остается постоянным, а в 2009 году демонстрирует динамику роста. Также отмечается практически постоянное значение скин-фактора, близкое к нулю, что свидетельствует об отсутствии загрязнения призабойной зоны пласта. При этом радиус исследования составляет около 40–50 м, т.е. отмеченное снижение проводимости пласта по газу отмечается не локально в окрестности скважины, а в достаточно обширной его части. В том случае, если на полулогарифмическом графике КВД удастся выделить прямолинейный участок, то проводимость, определяемая по наклону данного прямолинейного участка (начиная с момента t_1 до момента t_2), характеризует среднюю проницаемость пласта в концентрической зоне, находящейся от скважины на расстоянии от R_1 до R_2 , где

$$R_1 = \sqrt{4\alpha t_1} \text{ и } R_2 = \sqrt{4\alpha t_2}.$$

Если не удастся определить точно, что один наклон на полулогарифмическом графике сменяется другим, то предполагается, что средняя проводимость пласта, определенная по КВД, характеризует проводимость пласта на расстоянии

$$R_{\text{иссл}} = \sqrt{4\alpha t_{\text{КВД}}}.$$

Соответственно, по скважине №1 видно, что к 2009 году уменьшается проводимость пласта, а скин-фактор, характеризующий состояние призабойной зоны пласта (ПЗП), не изменяется. Это позволяет сделать вывод о том, что наблюдается изменение свойств самого пласта, а не ПЗП.

На другие скважины, по которым отсутствуют серии КВД, вывод распространяется по аналогии.

Отмеченное снижение проводимости может иметь место в пластах с естественной трещиноватостью за счет смыкания трещин при снижении пластового давления. Но поскольку по результатам интерпретации ГДИ отмечается снижение газопроводности пласта при росте пластового давления, то

более вероятная причина наблюдаемого снижения проводимости заключается в продвижении фронта краевой воды, либо в подъеме газовой залежи с одной стороны приводит к поддержанию пластового давления, что отмечено по результатам ГДИ, при этом, за счет подъема контакта, уменьшается газонасыщенная толщина, а за счет увеличения водонасыщенности снижается фазовая проницаемость по газу. Дополнительным косвенным свидетельством вторжения воды в газовую залежь являются отмечаемые по результатам КВД от 2009 года перераспределения фаз после остановки скважины на КВД, которые характерны для обводняющихся скважин. Выполненный геолого-промысловый анализ данных эксплуатации скважин также свидетельствует о снижении проводимости пласта по газу за счет вторжения воды в газовую залежь. После 2012 года отмечается дальнейшее ухудшение продуктивности скважины, связанное со снижением проводимости пласта по газу.

Регистрация КВД скважины №2 произошла на устье. Зарегистрирована динамика восстановления внутритрубного и затрубного давлений, которые в начальный момент отличаются. Данное различие, вероятнее всего, связано с наличием воды в продукции скважины, вследствие чего после остановки происходит перераспределение фаз в стволе скважины. Результаты интерпретации данных гидродинамических исследований скважины №2 приведены в таб. 2.

Наличие жидкости в стволе скважины также подтверждается записью эпюр давления после остановки на КВД. После распределения плотности в стволе скважины соответствует плотности газа, как показано на рис. 3.

Анализ графического материала позволил выделить наиболее вероятную причину снижения продуктивности скважины. Скорее всего, произошло задавливание жидкости из скважины в пласт, поэтому по состоянию на 21.07.2008 г в остановленной скважине №2 ствол заполнен газом до глубины 2200 м, что следует из средней плотности флюида 160 кг/м³. Далее, после ввода скважины, вероятнее всего, происходит либо приток воды из пласта в скважину, либо накопление конденсата в стволе скважины, за счет чего кажущаяся плотность флюида в стволе составляет в среднем 480 кг/м³, что соответствует плотности конденсата или плотности воды, через которую происходит «барботаж» газа.

Ввиду благоприятных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта в зоне дренирования скважины №3, в начальные периоды эксплуатации наблюдается быстрое восстановление давления. Вместе с тем, когда давление активно восстанавливается, его динамика искажена перераспределением фаз в стволе скважины. В более поздние времена, когда искажения, вызванные перераспределением фаз, проявляются в меньшей мере и интерпретация КВД становится затруднительной за счет того, что изменения давления весьма незначительны и находятся на грани разрешающей способности применяемой измерительной аппаратуры.

На рис. 4 показана переинтерпретация КВД скважины №3 от 12.02.2010 г. Эти данные являются наиболее достоверными в сравнении с остальными КВД, и являются

Параметр	КВД 2006	КВД 2007	КВД 2008	КВД 2009
Дата	10.08.2006	29.05.2007	15.09.2008	17.08.2009
Пластовое давление, кгс/см ²	144	145	143	149
Проводимость пласта, мД-м	2,3	2,5	2,0	0,5
Скин-фактор, д.ед.	0,28	0	0,1	0
Примечание		Низкая достоверность		Перераспределение фаз

Таб. 1 — Результаты интерпретации ГДИ скважины 1
Tab. 1 — Results of interpreting test data for well No. 1

Параметр	КВД по внутритрубному давлению	КВД по затрубному давлению
Дата	24.06.2008	24.06.2008
Пластовое давление, кгс/см ²	169,5	167
Проводимость пласта, мД-м	0,12	0,14
Скин-фактор, д.ед.	-0,7	-1,8
Примечание	Низкая достоверность, перераспределение фаз	Низкая достоверность, перераспределение фаз

Таб. 2 — Результаты интерпретации ГДИ скважины №2
Tab. 2 — Results of interpreting test data for well No. 2

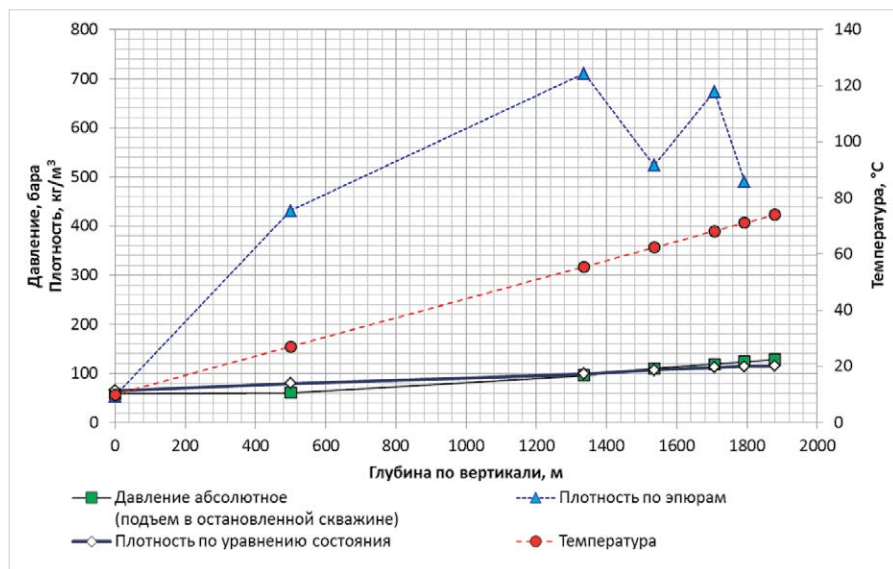


Рис. 3 — Распределение плотности и давлений в скважине №2
Fig. 3 — Distribution of density and pressure in well No. 2

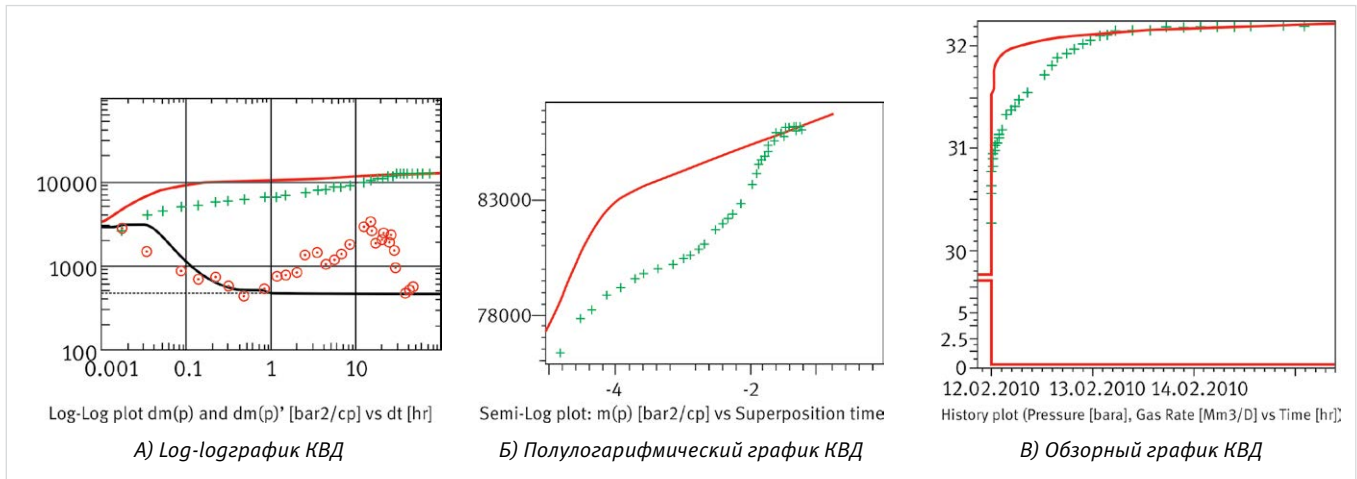


Рис. 4 — Интерпретация КВД в скважины №3 от 12.02.2010 г
 Fig. 4 — Interpreting pressure recovery curve in well No.3 dated 12.02.2010

Параметр	КВД по внутритрубному давлению
Дата	12.02.2010 г.
Пластовое давление, кгс/см ²	32,45
Проводимость пласта, мД-м	350
Скин-фактор, д.ед.	5,4
Примечание	Низкая достоверность, перераспределение фаз

Таб. 3 — Результаты интерпретации ГДИ скважины №3
 Tab. 3 — Results of interpreting test data for well No.3

Дата	Параметры работы скважины					
	Давление в буфере, кгс/см ²	Затрубное давление, кгс/см ²	Диаметр штуцера, мм	Дебит газа, тыс.м ³ /сут	Пластовое давление, кгс/см ²	Давление на забое скважины, кгс/см ²
01.01.2014	26,0	27,0	4	8	31,1	27,7
08.07.2014	22,0	27,0	3,5	5	32,0	28,1
04.05.2015	19,0	24,0	3	5	33,2	31,9
21.12.2015	14,0	24,0	3	1	33,2	24,2
01.07.2016	14,0	24,0	3	1	33,1	24,2

Таб. 4 — Показатели работы скважины №4
 Tab. 4 — Performance indicators of well No.4

условно-кондиционными, так как график КВД сильно искажен из-за перераспределения фаз при остановке скважины.

Результаты интерпретации приведены в таб. 3 и являются оценочными по причине искажений на графике КВД, которые не позволяют дать однозначное объяснение.

Наличие жидкости в стволе скважины подтверждается записью эпюр давления в работающей скважине от 11.02.2010 г до остановки на регистрацию КВД. Граница раздела фаз в работающей скважине отмечается на глубине около 580 м. Запись эпюр давления в стволе скважин от 14.02.2010 г после остановки на КВД показывает отсутствие жидкости, что свидетельствует о задавливании жидкости в пласт после остановки. Результаты анализа показателей эксплуатации скважины свидетельствуют о том, что с 2015 года наблюдается рост кажущегося фильтрационного сопротивления скважины $\Delta P_2/Q$. Наиболее вероятной причиной данного изменения является самозадавливание скважины пластовой водой.

Следует отметить, что ФЕС пласта, значения скин-фактора, а также характер

искажений, связываемых с перераспределением фаз в скважине №4 аналогичны скважине №3. Схожей является и динамика параметров эксплуатации скважин №3 и №4 — стабильная работа до начала 2015 года, после чего отмечается резкое снижение дебитов и буферного давления (таб. 4).

Кривая восстановления давления в скважине №5 зарегистрирована после того, как были вскрыты интервалы верхнего и нижнего палеоцена. По причине того, что имеются только устьевые данные, полученные при регистрации КВД, забойное давление определено путем пересчета на основе устьевого и затрубного давления, что вносит определенную погрешность в достоверность результатов. Кроме того, неоднозначная интерпретация КВД связана с тем, что невозможно однозначно выделить участок псевдорадимального течения на log-log и полулогарифмическом графике из-за малого количества точек по давлению и их разброса (рис. 5). На полулогарифмическом графике вариант $kH = 9$ мД-м лучше описывает поведение на поздних временах, вариант с $kH = 16,5$ мД-м — на ранних временах. Данные значения

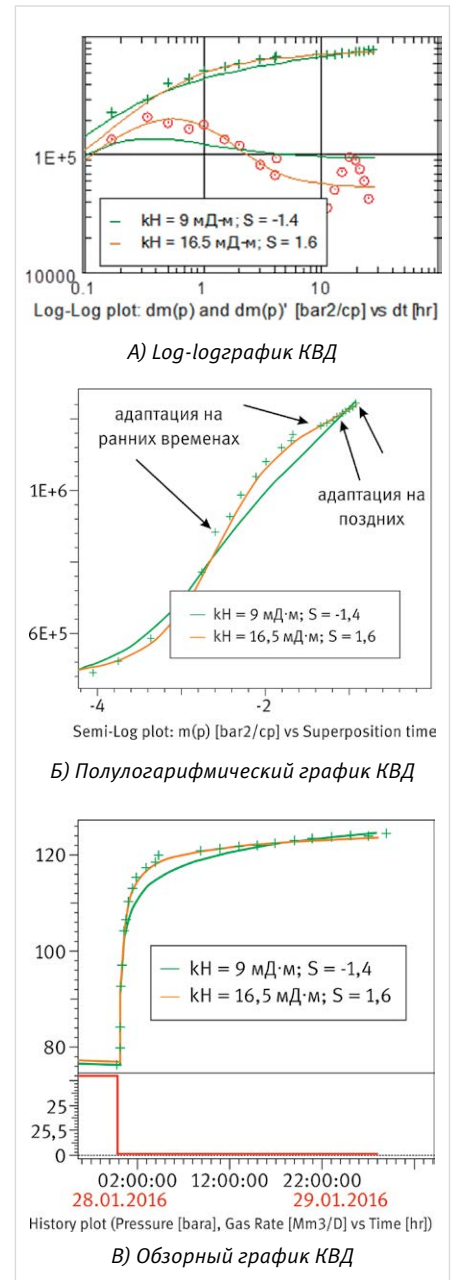


Рис. 5 — Возможные варианты интерпретации ГДИ скважины №5 от 28.01.2016 г
 Fig. 5 — Possible scenarios for well test data interpretation for well No.5 dated 28.01.2016

Параметр	Оценка по варианту 1	Оценка по варианту 2
Пластовое давление, кгс/см ²	129,5	124,5
Проводимость пласта, мД-м	9	16,5
Скин-фактор, д.ед.	-1,4	1,6

Таб. 5 — Возможные варианты интерпретации ГДИ скважины №5 от 28.01.2016 г
 Tab. 5 — Possible scenarios for well test data interpretation for well No.5 dated 28.01.2016

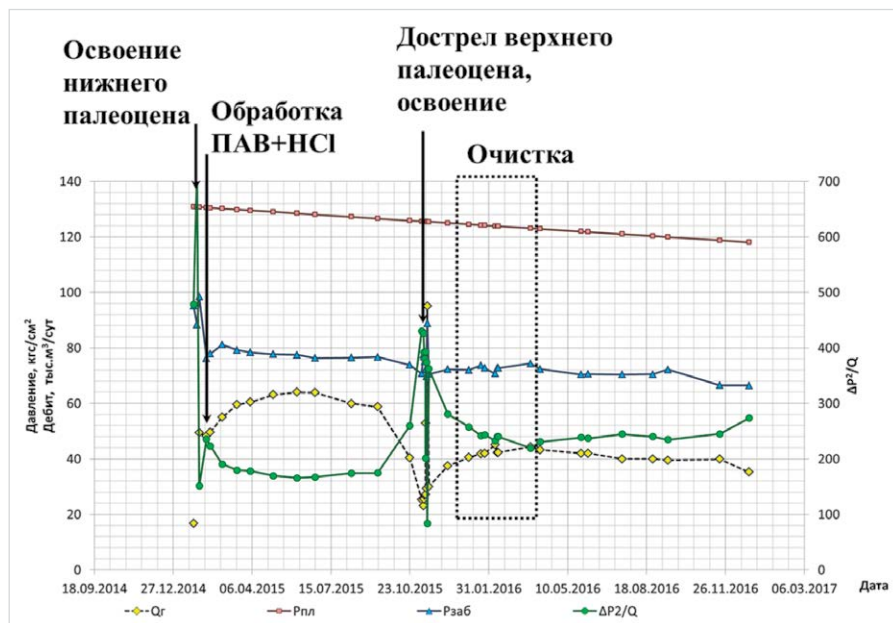


Рис. 6 — Динамика показателей эксплуатации скважины №5
 Fig. 6 — Trend development of performance indicators for well No.5

характеризуют интервал неопределённости при установлении проводимости пласта.

Диапазон возможных оценок свойств пласта, получаемых по результатам интерпретации ГДИ, приведен в таб. 5.

В скважине №5 произведены несколько ГТМ, которые различным образом влияли на ее добычные возможности. Для однозначной идентификации механизма повышения или снижения производительности скважин необходимо проведение ГДИ до и после ГТМ.

На рис. 6 приведена динамика основных показателей эксплуатации скважины №5, здесь же отмечено, что в период работы скважины проведена ее обработка раствором поверхностно-активного вещества (ПАВ) — синантолом, и соляной кислотой (12% HCl). Обработка призабойной зоны положительно сказалась на добычных возможностях скважины — произошло увеличение дебита и буферного давления.

После обработки и запуска скважины в работу отмечался период очистки (07.02–02.06.2015 г), в ходе которого продуктивность скважины незначительно выросла, что сопровождалось увеличением дебита скважины и буферного давления.

После приобщения интервала верхнего палеоцена вначале (07.11–16.11.2015 г) было отмечено резкое увеличение фильтрационного сопротивления, связанное с поглощением технологических жидкостей, что вызвало загрязнение призабойной зоны и увеличение скин-фактора. В ходе дальнейшей работы (10.12.2015–24.03.2016 гг) отмечалась очистка скважины, которая выразилась в уменьшении коэффициента фильтрационного сопротивления.

Последующая эксплуатация скважины

характеризуется стабильными показателями работы и небольшим ростом коэффициента фильтрационного сопротивления, согласно последним замерам. Для определения причин увеличения фильтрационного сопротивления рекомендуется проведение ГДИ по схеме ИД+КВД на четырех режимах работы с регистрацией КВД глубинным манометром.

После приобщения интервала пласта верхнепалеоценового возраста, в ноябре 2015 г было отмечено резкое увеличение фильтрационного сопротивления. Наблюдается снижение продуктивности, в сравнении с работой интервала пласта в нижнем палеоцене, при этом после очистки скважины запланированная продуктивность не достигается, возникает неопределенность в части того, какие интервалы в настоящее время работают, и каким образом распределяется приток по интервалам нижнего и верхнего палеоцена. Для выделения работающих интервалов рекомендуется проведение промыслово-геофизических исследований по определению профиля притока. В случае невозможности спуска приборов на геофизическом кабеле рекомендуется спуск приборов на ГНКТ.

Итоги

С целью определения причин снижения продуктивности скважин рассматриваемых месторождений Черноморского шельфа, выполнена переинтерпретация КВД. Результаты анализа данных КВД скважины №1, зарегистрированных с 2006 по 2009 год позволили отметить, что по всем зарегистрированным КВД отмечается зашумленность. Кроме того, участки изменения производной давления

могут являться свидетельством двойной пористости пласта.

Анализ сводных результатов интерпретации КВД позволяет отметить стабильную динамику снижения проводимости пласта. При этом пластовое давление остается практически постоянным, а в 2009 году демонстрирует динамику роста. Также отмечается практически постоянное значение скин-фактора, близкое к нулю, что свидетельствует об отсутствии загрязнения призабойной зоны пласта.

Выводы

Анализ результатов переинтерпретации КВД и показателей эксплуатации скважин свидетельствует о том, что основной причиной снижения продуктивности скважин №1 и №2 является обводнение пласта как минимум в окрестности 40-50 м. Наиболее вероятной причиной роста фильтрационного сопротивления скважин №3 и №4 является самодавление скважины пластовой водой. Кроме этого, снижение продуктивности скважины также связано с ее «засорением» по причине выноса песка, обусловленной слабощементированным коллектором. Не достижение планируемых дебитов газа в результате приобщения пласта в скважине №5 обусловлено кольматацией жидкостями глушения продуктивных интервалов залежей в ниже- и верхнепалеоценовом стратиграфическом комплексе парод и не достаточно эффективным освоением скважины после проведения геолого-технического мероприятия.

Литература

1. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. М.–Ижевск: ИКИ и РХД, 2008. 668 с.
2. Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов. М.–Ижевск: ИКИ и РХД, 2008. 652 с.
3. John W. Lee, Robert A. Wattenbarger. Gas Reservoir Engineering. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2002, 349 p.
4. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
5. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.
6. Кесслер Ю.А., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Моделирование работы залежи при водонапорном режиме законтурных вод с использованием метода материального баланса и алгоритма Картера-Трейси // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №7. С. 45-47.
7. Кесслер Ю.А., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Муслимов Б.Ш. Технологические особенности оптимизации разработки нефтяных месторождений Балтийского шельфа // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №1. С. 32-36.

Explaining the Reasons Why Well Deliverability of Off-Shore Gas and Gas Condensate Fields Is Declining

Authors:

Vladimir I. Smurygin — chief of group for well major workover¹; vsmurygin@gas.crimea.ru

Ruslan U. Rabaev — PhD, head of directorate for oil/gas engineering and project planning²; rabaevru@rusoil.net

Bulat S. Muslimov — lecturer of department for development and operation of gas and oil/gas condensate fields²; bmuslimov@mail.ru

Shamil Kh. Sultanov — Sc.D., professor of department of geology and prospecting of oil and gas fields², head of laboratory³; ssultanov@mail.ru

¹The State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomorneftegaz", Simferopol', Russian Federation

²FGBOU VO "Ufa State Petroleum Technological University", Ufa, Russian Federation

³Institute of strategic researches of the Republic of Bashkortostan, Ufa, Russian Federation

Abstract

The article postulates possible causes of decline in well productivity in development of gas and gas condensate reserves of the Black Sea off-shore fields. Quantification of the current energy related status of the formation, residual reserves and production capability of the wells as well as their interconnection has been made in the form of a system of equations characterizing the "formation - well" model.

Materials and methods

The holistic analysis of gas or gas condensate deposit development. Methods of statistically processing the production data.

Results

The results yielded by the analysis of the pressure recovery curve for well No.1 registered between 2006 and 2009 go to show that all the pressure recovery curves have been found to be noisy which, on the one hand, is attributable to the fact that wellhead pressures were registered

and, on the other hand, it can be put down to phase redistribution in the well bore after stoppage. Besides, areas of change in pressure derivative can be evidence of formation double porosity and were caused by pressure redistribution between the fracture network and the matrix.

A steady trend for lower conductivity of the rock has been established. Formation pressure continues to be practically the same. Skin factor value close to zero is noted and absence of contamination in the bottomhole zone, too. In the extensive portion of the formation, one can observe reduced conductivity of the formation in respect of gas.

Failure to achieve the planned rate of yield for gas as a result of commingling has resulted from damage caused by well killing fluids to production internals of the deposits in lower and upper Paleocene stratigraphic sequence of rocks and insufficiently effective development of wells after carrying out geotechnical interventions.

Conclusions

Results of re-interpreting the pressure recovery curves and well performance indicators show that the key reasons for reduced productivity of the wells are as follows: water encroachment of bed and sanding up of wells for reasons of sand carry-over caused by weakly cemented reservoir. The most probable cause of growing filtration resistance in wells is their self-kill with stratum water. When formation conductivity decreases, the condition of its bottomhole zone does not change. Hence, it can be concluded that it is the properties of the formation that change rather than its bottomhole zone.

For purposes of a more in-depth study of the causes responsible for filtration resistance of the wells, it is recommended to conduct special geo-technical interventions and research.

Keywords

gas and gas condensate field, interpreting the pressure recovery curve, hydrological study of the wells, bottomhole formation zone, productivity factor, double porosity

References

1. Deyk L.P. *Prakticheskiy inzhiniring rezervuarov* [Practical Engineering of Reservoirs.]. Moscow–Izhevsk: *IKI*, 2008, 668 p.
2. Uolsh M., Leyk L. *Pervichnye metody razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* [Primary Methods of Developing Hydrocarbon Deposits]. Moscow-Izhevsk: *IKI*, 2008, 652 p.
3. John W. Lee, Robert A. Wattenbarger. *Gas Reservoir Engineering*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2002, 349 p.
4. Zotov G.A., Aliev Z.S. *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* [Instruction on Comprehensive Study of Gas and Gas Condensate Formations and Wells]. Moscow: *Nedra*, 1980, 301 p.
5. Gritsenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. *Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin* [Manual on Well Research]. Moscow: *Nauka*, 1995, 523 p.
6. Kessler Yu.A., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. *Modelirovanie raboty zalezhi pri vodonapornom rezhime zakonturnykh vod s ispol'zovaniem metoda material'nogo balansa i algoritma Kartera-Treysi* [Simulating Operation of a Deposit in Edge Water Drive Using Material Balance Method and Carter and Tracy Algorithm]. *Exposition Oil Gas*, 2015, issue 7, pp. 45–47.
7. Kessler Yu.A., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Muslimov B.Sh. *Tekhnologicheskie osobennosti optimizatsii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy Baltiyskogo shel'fa* [Process Features of Optimizing Development of the Baltic Sea Off-Shore Oil Fields] // *Exposition Oil Gas*, 2016, issue 1, pp. 32–36.



ГОВОДОЙ ПЛАН
МЕРОПРИЯТИЙ