

образования) – нефтеконденсаты плотностью 0,8-0,76 г/см³ с высоким содержанием метаново-нафтеновых компонентов и газов (Бруснянское, Каравайское, Тулумбасовское месторождения Уткинско-Серебрянской впадины); четвертая (зона жесткого высокотемпературного газообразования) – газы (Бухаровское, Сухореченское, Кедровское месторождения Уткинско-Серебрянской впадины).

Проведенный по комплексу показателей анализ позволил выделить в пределах ККСВ зоны с различным фазовым состоянием флюидов в соответствии с динамикой нефтегазообразовательных процессов.

Библиографический список

1. Польштер Л.А., Висковский В.А. и др. Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности. М.: Недра, 1984.
2. Максимов С.П., Кунин Н.Я. и др. Цикличность геологических процессов и проблема нефтегазоносности. М.: Недра, 1977.

Получено 15.11.2000

УДК 622.276

С.В. Колесников, С.В. Козлов
Управление «Пермнефтегаз»

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ РАЗУКРУПНЕНИЯ ГАЗОВОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА КОНСТАНТИНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для решения задачи разукрупнения эксплуатационного объекта использован метод электрогидродинамической аналогии. Метод позволил оценить величину изменения дебитов пластов после их перевода в самостоятельные объекты.

Одной из важнейших проблем, стоящих при разработке многопластовых газовых месторождений, когда несколько залежей объединены в один эксплуатационный объект (ЭО), является сложность контроля за основными технологическими показателями разработки отдельных пластов, их степенью выработки, взаимовлиянием. В связи с этим усложняется процесс регулирования разработки отдельных залежей, что приводит к снижению суммарного дебита пластов, уменьшению коэффициента охвата объекта разработкой, сокращению безводного периода эксплуатации, снижению удельной продуктивности пластов и, в конечном счете, уменьшению коэффициента газоотдачи.

Существенным недостатком разработки газовых залежей Константиновской площади является то, что здесь не существует отдельной сетки скважин на каждую залежь. Это результат деятельности конца 70-х – начала 80-х годов, ко-

гда единым фильтром в одной скважине вскрывались по 2 - 4 газовых объекта. Именно такая ситуация не позволяет сегодня сделать подробный анализ выработки по каждой залежи в отдельности, а позволяет рассматривать только интегральные показатели.

Для решения задачи раздельной эксплуатации газовых залежей Батырбайского месторождения нами выполнены следующие исследования.

Проанализирована динамика добычи природного газа по скважинам данной площади.

По данным промысловых исследований определены фильтрационно-емкостные свойства отдельных пластов, в т.ч. их газопроводимость. Установлена тесная корреляционная связь между удельным дебитом пластов и их газопроводимостью (коэффициент корреляции $> 0,7$).

Пропорционально соотношениям газопроводимости пластов вычислено распределение добычи природного газа по отдельным пластам, определена добыча газа с начала разработки по каждому пласту.

Рассчитаны остаточные запасы газа по всему объекту и в каждом пласте.

На основе использования метода электрогидродинамической аналогии для каждой конкретной скважины и вскрываемой ею совокупности пластов построена эквивалентная электрическая схема, где аналогом объемного расхода служит сила тока, аналогом депрессии – разность электрических потенциалов, аналогом фильтрационного сопротивления пластов – электрическое сопротивление проводников [1]. Для определения структуры схемы выявлялось наличие газодинамической связи между пластами. Проведенный анализ показал отсутствие указанной связи. Газодинамическая связь между пластами имеется, если одновременно выполняются следующие условия [2]:

- а) распределение начальных пластовых давлений по горизонтам подчиняется барометрической формуле;
- б) ГВК находятся на одной отметке;
- в) составы газов во всех горизонтах одинаковы.

По данным табл. 1 видно, что эти условия в чистом виде не выполняются.

Таблица 1

Условия, указывающие на наличие или отсутствие газодинамической связи между пластами

Параметр / Пласт	Начальное пластовое давление, МПа	Отметка ГНК	Отметка ГВК	Состав газа	Заключение
Пд	9,57	-	756	Газ отличается по составу, свойствам, в пласте Пд содержится сероводород	Газодинамическая связь между пластами отсутствует. Внескважинных межпластовых перетоков нет.
К	9,96	836	845		
В-1	9,81	831	854		
В-3,В-4	10,11	872	880		

В общем случае эквивалентная схема многопластовой системы, вскрытой скважиной, где отсутствуют внескважинные перетоки газа, показана на рисунке.

Решены системы уравнений, составленные на основе принципа неразрывности движения для каждой конкретной скважины и описывающие эквивалентную схему (см. рисунок) и схему, соответствующую случаю раздельного вскрытия пластов (табл. 2).

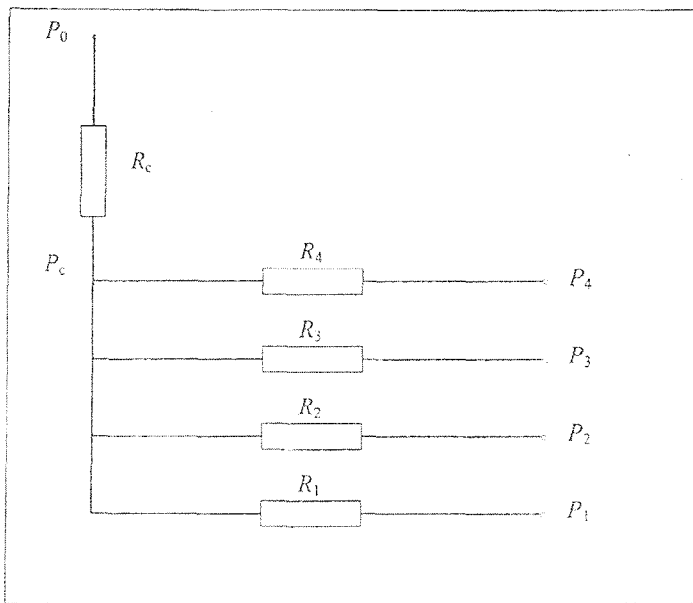


Рис. Эквивалентная электрическая схема при условии отсутствия внескважинных перетоков газа. P_1, P_2, P_3, P_4 – пластовые давления соответственно в 1 – 4-м пластах; P_c – забойное давление в скважине; P_0 – буферное давление в скважине; R_1, R_2, R_3, R_4 – сопротивления соответствующих пластов; R_c – сопротивление скважины

Результаты расчетов показывают, что степень взаимовлияния пластов зависит от значения сопротивления скважины, количества совместно вскрываемых пластов, разницы в фильтрационных сопротивлениях пластов.

Одновременно замечено, что чем «хуже», с точки зрения фильтрационно-емкостных характеристик, пласт, тем при совместном вскрытии он сильнее задавливается со стороны более «хороших» пластов. Отмечено, что в случае раздельного вскрытия пластов (по сравнению с совместным) средний по пластам дебит возрастает с 39,0 до 50,1 тыс.м³, т.е. на 22 %.

Таблица 2

Уравнения, описывающие схемы, соответствующие совместному и раздельному вскрытию пластов, составляющиеся для каждой конкретной скважины

№ пласта	Уравнение	Обозначения
Совместное вскрытие пластов		
1	$Q_1^i = (P_1^2 - P_c^2) / R_1$	Q_i^i – дебит i -го пласта при его совместном вскрытии с другими; P_i – давление в i -м пласте; P_c – забойное давление; R_i – эквивалентное фильтрационное сопротивление i -го пласта; R_c – гидравлическое сопротивление скважины; P_0 – буферное давление; $Q_{совм}$ – суммарный дебит скважины при совместном вскрытии пластов
2	$Q_2^i = (P_2^2 - P_c^2) / R_2$	
3	$Q_3^i = (P_3^2 - P_c^2) / R_3$	
4	$Q_4^i = (P_4^2 - P_c^2) / R_4$	
1+2+3+4	$Q_{совм} =$ $= Q_1^i + Q_2^i + Q_3^i + Q_4^i =$ $= (P_c^2 - P_0^2) / R_c$	
Раздельное вскрытие пластов		
1	$Q_1 = (P_1^2 - P_0^2) / (R_1 + R_c)$	Q_i – дебит i -го пласта при раздельном вскрытии пластов
2	$Q_2 = (P_2^2 - P_0^2) / (R_2 + R_c)$	
3	$Q_3 = (P_3^2 - P_0^2) / (R_3 + R_c)$	
4	$Q_4 = (P_4^2 - P_0^2) / (R_4 + R_c)$	

Систематизирована информация по газовым скважинам, необходимая для принятия решения о разукрупнении эксплуатационного объекта и формирования самостоятельной сетки скважин на каждый горизонт (количество вскрытых пластов, оптимальный дебит, техническое состояние скважины, текущее пластовое давление, опережающая выработка пластов, сравнение ГВК (ГНК) с нижним отверстием интервала перфорации, близость скважины к внешнему контуру газоносности и контурам обводнения, наличие воды в скважине).

Последовательно рассмотрено несколько вариантов разукрупнения эксплуатационного объекта. Во всех вариантах предусмотрены годовой отбор 60

млн. м³ газа и опережающая выработка нижележащих пластов. Различаются варианты количеством проектных скважин на каждый горизонт, темпами отборов по пластам и соответственно кратностью запасов по пластам при намечаемых уровнях отборов. В-1 предусматривает перевод на каждый пласт такого минимального количества скважин, которое обеспечило бы заданный уровень отбора (строгое решение). В-2 отличается от В-1 тем, что предусматривает консервацию пласта Пд в связи с высоким содержанием в газе пласта Пд сероводорода (строгое решение без Пд). Как оптимальные и альтернативные друг другу выбраны В-3 и В-4. В-3 предусматривает использование всего имеющегося на сегодня действующего фонда (22 скважины), что хотя и приведет к уменьшению коэффициента эксплуатации, но даст возможность, в условиях техногенного обводнения обширных зон пластов, более гибко регулировать процесс разработки залежей, минимизируя обусловленные заводнением пластовые потери газа. В-4 отличается от В-3 заданным отбором по пласту Пд в объеме 5 млн.м³, что обусловлено использованием этого газа только на ТХУ для подготовки нефти. Для дальнейших расчетов как наиболее реальный принят вариант В-4.

Согласно положениям, предусмотренным в В-4, и собранной ранее необходимой информации по скважинам, составлены конкретные предложения по разукрупнению ЭО. Для реализации этих предложений необходимо провести 13 капитальных ремонтов скважин, предусматривающих в основном изоляционные работы. Составлены схемы намечаемого вскрытия пластов.

Спроектирована принципиальная схема индивидуальной транспортировки содержащего сероводород газа пласта Пд.

Рассчитаны основные проектные технологические показатели разработки каждого газоносного пласта.

Таким образом, показано, что имеется принципиальная возможность использования метода электрогидродинамической аналогии для решения задач разукрупнения эксплуатационных объектов. Интересным здесь кажется сравнение расчетных и фактически полученных в результате разукрупнения пластов дебитов.

Библиографический список

1. Динамика геолого-технических комплексов в нефтегазодобыче / А.И. Гриценко, О.М. Ермилов и др. М.: Наука, 1993. 272 с.
2. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 628 с.

Получено 27.11.2000