

(сильное), а также на соседние кусты (более слабое). Дальность распространения корректировочных коэффициентов анизотропии для пластовиндивидуальна и зависит от седиментационных процессов образования коллекторов.

Не исключена целесообразность построения карт множителей на основе данных наблюдений за продвижением ГВК, с целью корректировки анизотропии по всему месторождению, улучшая тем самым прогноз даже для неразбуренных областей. Опыты с целью нахождения зависимости, по которой, при адаптации фонда добывающих и наблюдательных скважин, возможно будет делать выводы о корректировке анизотропии в пределах залежи, продолжают выполняться. Однако, практическая польза для скважин, находящихся в одном кусте с наблюдательной скважиной, вскрывающей продуктивную толщу до уровня начального ГВК, несомненно присутствует и используется при прогнозировании разработки и водоизоляционных работ.

#### Литература

1. Дейк Л.П., Практический инжиниринг резервуаров, М., Мир, 2008, 64 с.
2. Телков А.П., Стклянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. - М.Недра, 1965.
3. Шандрыголов З.Н., Архипов Ю.А., Гумерова Н.В., Курин К.К., Морев М.В., Метод адаптации подъема газодняного контакта газовых месторождений, Известия вузов. Нефть и газ. 2017. № 4. С. 84-88.

### ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА КРИВОЙ ПАДЕНИЯ АРПСА ДЛЯ ПРОГНОЗА ДОБЫЧИ НЕФТИ СКВАЖИНЫ Н1 МЕСТОРОЖДЕНИЯ “ЧЁРНЫЙ ДРАКОН”, ВЬЕТНАМ

Л.В. Тунг

Научный руководитель – профессор Ю.В. Савиных

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время нефтяная промышленность играет очень важную роль во многих странах и Вьетнаме. Во Вьетнаме каждый год нефтяная и газовая промышленность вкладывает около 1/3 в объем доходов государственного бюджета и является одними из ключевых отраслей экономики [1]. В области добычи нефти и газа на сегодняшний день анализ и прогнозирование идут параллельно с процессами добычи. Прогнозирование является основой для разработки месторождения и даёт возможность оценить объёмы добычи нефти на основании реального объема добычи.

Для анализа добычи нефти применяются методы Арпса, Фетковича, Картера и Палацио - Блэсингейма. Первоначально осуществляется выбор метода для создания встраиваемого программного модуля. С помощью созданного модуля проводится прогноз темпов снижения добычи нефти и газа на основе реальных производственных данных.

Арпс предложил, что «кривизну» кривой зависимости дебита от времени можно выразить математически одним из уравнений гиперболического семейства. Метод анализа падения кривых по Арпсу используется только тогда, когда течение достигает состояния контура питания пласта. Этот метод предложен при следующих допущениях: пластовое давление постоянно, коэффициент скин не зависит от времени, площадь эксплуатационной зоны не изменяется, площадь призабойной зоны скважины стабильна. Теория кривой падения начинается с соотношения снижения дебита в единицу времени [4].

$$D = \frac{-\left(\frac{dq}{q}\right)}{dt} = \frac{-\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q}$$

Где D – номинальный темп падения добычи, 1/единица времени. В случае, b – постоянная Арпса для кривой падения добычи  $0 \leq b \leq 1$ . Арпс предложил общее уравнение дебита к моменту времени и уравнение накопленной суммы добычи. В общем виде кривые падения можно выразить следующим образом:

$$q = q_i(1 + bD_i t)^{-1/b}; \quad Q(t) = q_i^b (q_i^{1-b} - q_t^{1-b}) D_i^{-1} (1-b)^{-1}$$

Где  $q_t$  – дебит к моменту времени t, м3/единица времени;  $q_i$  – начальный дебит добычи, м3/единица времени; t – единица времени; b - постоянная Арпса для кривой падения добычи [2].

Если давление эксплуатационных скважин больше, чем давлением насыщения или эксплуатационные скважины имеют однофазные флюиды, то  $b = 0$ . Если давление в эксплуатационных скважинах меньше, чем давлением насыщения или эксплуатационные скважины работают в режиме растворенного газа, скважины находятся под влиянием краевой воды, то  $b = 0,5$ . Для газовых месторождений  $0,4 < b < 0,5$  [3].

Арпс установил следующие три типа падения добычи: экспоненциальный ( $b=0$ ), гармонический ( $b=1$ ) и гиперболический ( $0 < b < 1$ ). Метод Арпса не может применяться для анализа, когда поток находится в режиме перехода и анализируется только тогда, когда история добычи достаточно долгая, чтобы определить тренд кривой. Есть много влияний, которые изменяют тренд снижения в процессе добычи (пластовое давление, нефтенасыщенность, проницаемость пород пласта), условия добычи (давление в сепараторе, диаметр эксплуатационной трубы скважины). Поэтому анализ проводится только тогда, когда условия стабильны и не меняются со временем [3].

Во Вьетнаме на месторождении Чёрный Дракон разработка начиналась со скважины Н1. Начальный дебит скважины Н1 составляет 2000 баррелей в день. На основе фактических данных и графика снижения дебита скважины Н1 рассчитываем снижение с 427-го дня (662 б/д) до 609-го дня (170 б/д). Скважина Н1 находится под

## СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

влиянием краевой воды,  $b = 0.5$  и прогноз времени 1 год [1]. Применение теории метода кривой падения Арпса для прогноза добычи нефти скважины Н1.

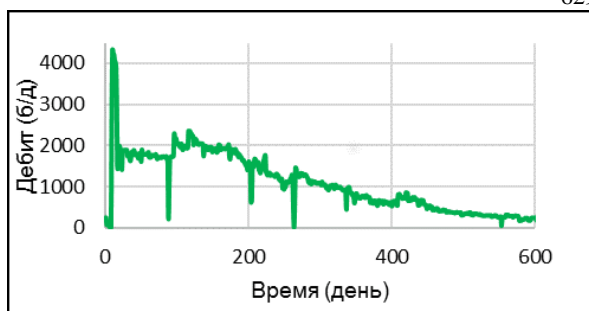
Таблица

**Известные параметры**

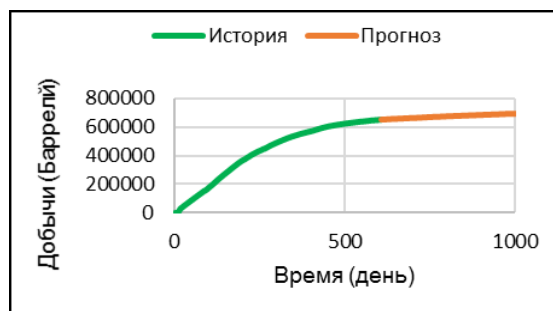
Время начала прогнозирования добычи	610 день
Дебит начала прогнозирования	170 (баррелей в сутки)
Коэффициент D	0,0078 (1/д)
Коэффициент b	0,5
Прогнозируемое время	1 год

Общий объем добычи составляет от 427 до 609 дней:  $q = q_{427} + q_{428} + \dots + q_{609} = 62967$  (б/с)

$$D = \frac{662 - 170}{62967} = 0.0078(1 / \text{д})$$

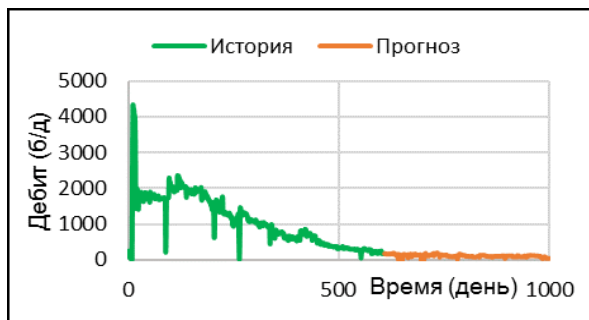


**Рис. 1 Историческая диаграмма добычи скважины Н1**



**Рис. 2 Накопленная добыча нефти скважины Н1**

На рисунке 1 показана диаграмма снижения добычи нефти за период 600 дней. На рисунке 2,3,4 представлена добыча нефти по скважине Н1 которая уменьшается по гиперболической кривой с коэффициентом  $b = 0.5$ . После одного года, добыча снизилась до 36 баррелей в день [1]. При добыче ниже 100 баррелей в день, скважина Н1 может быть закрыта в следующем году для проведения исследований, или переведена в нагнетательный фонд для поддержания пластового давления в эксплуатационных скважинах. Из-за низкой добычи и экономическая эффективность является невысокой. Согласно прогнозам, до 700-го дня дебит скважины Н1 составлял 100 б/с.



**Рис.3 Историческая диаграмма и прогноз добычи скважины Н1**



**Рис. 4 Историческая диаграмма (лог) и прогноз добычи скважины Н1**

В начале прогноза накопленная добыча нефти в скважине Н1 составила 0,656 млн. баррелей. К концу года прогнозируется 0,684 млн. баррелей. Но из-за низкого дебита, возможно, что скважина будет закрыта в середине следующего года. Накопленная добыча нефти во время дебита менее 100 б/д составляет 0,677 млн. баррелей. К тому времени, когда дебит скважины составит около 100 баррелей в день, количество дополнительной нефти, которую можно добыть, составляет 0,011 миллиона баррелей.

В настоящее время месторождения "Чёрный Дракон" имеет 3 скважины Н1, Н2, Н3 и дебит зависит главным образом от скважины Н2. Фактически, скважины Н1 и Н3 с обводненностью до 98% имеют низкую экономическую эффективность [1].

### Литература

1. Годовой отчет добычи. Совместная операционная компания Кыулонг, Вьетнам, 2016. – 152с
2. Оливье Хоузе, Дидье Витурат. Динамический анализ данных. – Каппа, 2010. 537с.
3. Силаев К.О. Методы для анализа кривых падения добычи. – Томск, ТУСУР, 2016. – 15 с.
4. Труонг Тхи Минь Ханг. Анализ данных добычи в месторождении «Черного Лева». – Политехнический университет г. Хошимина, Вьетнам, 2010. 124 с.