

## **К ВЫБОРУ СКВАЖИН ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ОТБОРОВ НЕФТИ И ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ**

**В. А. Мордвинов, В. В. Поплыгин**

Пермский государственный технический университет

**А. А. Кулаков, А. Н. Каракуша**

ООО «Уралойл»

*С применением программы «Анализ-3» выполнена оценка остаточных извлекаемых запасов нефти по действующим добывающим скважинам нефтяной залежи.*

В нефтяной отрасли России сложилась неблагоприятная геолого-техническая структура запасов нефти, в которой доля традиционных (вполне освоенных) запасов составляет 35 %. Другая – большая часть – приходится на долю трудноизвлекаемых запасов (низкопроницаемые пласты, остаточные запасы, глубокопогруженные горизонты, высоковязкие нефти, подгазовые зоны). Следствием ухудшения структуры запасов при стабильной и даже несколько растущей годовой добыче являются снижение средних дебитов добывающих скважин, рост капиталоемкости и трудоемкости добычи нефти.

Для сохранения достигнутых уровней или увеличения добычи нефти на освоенных месторождениях требуется проведение различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), таких как гидроразрыв пласта, бурение боковых стволов, вторичное вскрытие продуктивных горизонтов, кислотные обработки, радиальное бурение и др. Целесообразность и эффективность применения различных технологий, направленных на интенсификацию отборов нефти и повышение нефтеизвлечения, выбор скважин для их реализации зависят от величины остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) в зоне дренирования

той или иной скважины, достоверности оценки состояния при-скважинных зон пласта и прогнозирования технологических и экономических показателей разработки после проведения ГТМ.

Текущие извлекаемые запасы нефти по скважинам можно определить объемным методом с помощью трехмерного геолого-гидродинамического моделирования или путем анализа характеристик вытеснения (включая кривые снижения дебитов и так называемые формальные зависимости [1]). Характеристики вытеснения представляют собой зависимости накопленного отбора нефти от времени, от накопленного отбора воды или жидкости. Оценка извлекаемых запасов нефти путем анализа характеристик вытеснения возможна при наличии основной геолого-промысловой информации по залежи. Обработка фактического материала по эксплуатации скважин, интегральный учет геолого-физических характеристик и технологических особенностей разработки – основные преимущества данного метода.

Выбор скважин для проведения ГТМ на основе определения остаточных извлекаемых запасов путем анализа характеристик вытеснения и формальных зависимостей выполнен в данной работе на примере бобриковской залежи нефти (пласт Бб) Троельжанского месторождения, включающего четыре эксплуатационных объекта.

Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта и пластовых флюидов представлена в табл. 1.

Таблица 1

**Геолого-физическая характеристика пласта Бб  
Троельжанского месторождения**

Параметр	Значение
Средняя глубина залегания, м	1695
Тип залежи	пласт. свод.
Тип коллектора	терриген.
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	12,8
Пористость, %	18

Окончание табл. 1

Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,9
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,487
Начальное пластовое давление, МПа	18
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,67
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	779
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	864
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,4
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	135

Основные показатели, характеризующие текущее состояние разработки бобриковской залежи, приведены в табл. 2.

Таблица 2

**Основные показатели, характеризующие текущее (на 01.01.2006 г.) состояние разработки залежи нефти пласта ББ**

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Значение
1	Доля геологических (балансовых) запасов	%	57,1
2	Доля начальных извлекаемых запасов	%	60,97
3	Накопленный отбор нефти	тыс. т	3938,7
4	Накопленный отбор жидкости	тыс. т	11637,3
5	Отбор нефти от НИЗ	%	95,8
6	Текущая обводненность	мас. %	86,8
7	Текущий коэффициент нефтеотдачи	доли ед.	0,479
8	Накопленная закачка воды	тыс. м <sup>3</sup>	15931,9
9	Компенсация отбора жидкости закачкой воды:		
	текущая	%	44,0
	накопленная		129,4

Процесс разработки Троельжанского месторождения характеризуется следующими особенностями:

- в течение длительного времени (до 30 и более лет) разработка месторождения велась без создания самостоятельной системы на залежи Тл<sub>2</sub>, Бб и Мл;

- при совместном вскрытии продуктивных пластов в добывающих и нагнетательных скважинах в притоке жидкости (нефти) и приемистости пластов участвовали, в основном, пласты бобриковского горизонта (до 70–90 % и более);

- начальный период разработки пласта Бб, особенно после внедрения системы ППД, характеризовался высокими темпами извлечения нефти (до 9,3 % от НИЗ);

- за предшествующий 40-летний период средний темп разработки составил 2,4 % в год;

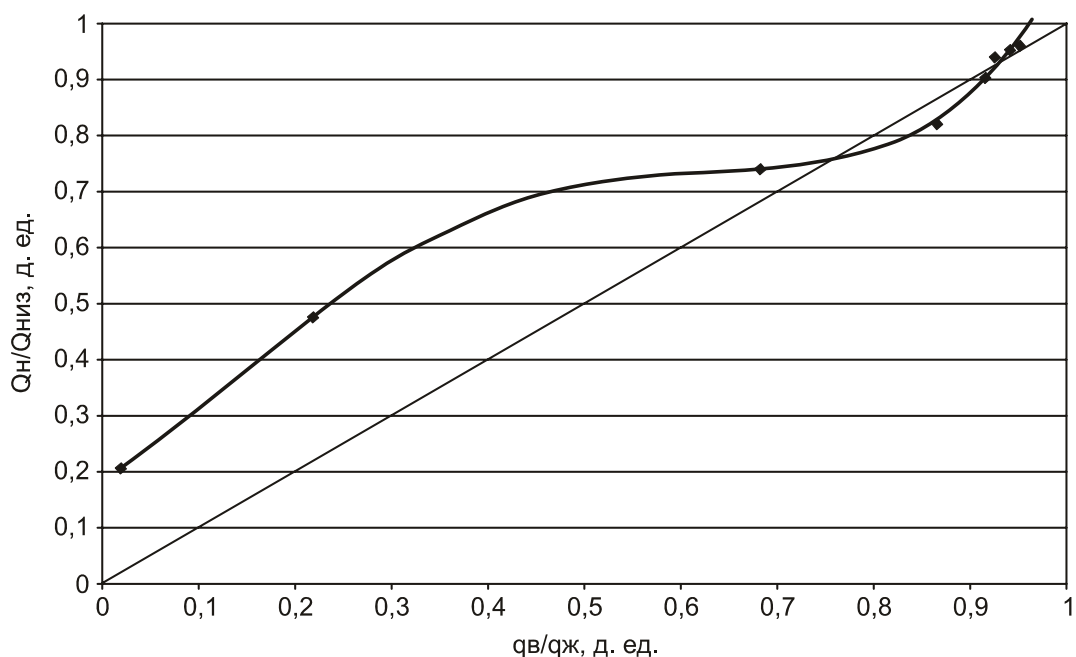
- за весь период разработки пластовое давление по пласту Бб снижалось по отношению к давлению насыщения нефти газом не более чем на 10 %, забойные давления в скважинах снижались по отношению к  $P_{нас}$  до 50–60 %, что могло приводить к развитию режима растворенного газа в околоскважинных зонах продуктивных пластов.

В соответствии с утвержденными извлекаемыми запасами и данными о накопленной добыче нефти остаточные извлекаемые запасы составляют по залежи Бб 2,5 % от НИЗ по всему месторождению (на 01.01.2006 г.).

Анализируя текущее состояние разработки, можно прийти к выводу, что начальные извлекаемые запасы по залежи были несколько недооценены, на что указывает график (рис. 1) зависимости степени выработки пласта Бб от текущего водогазодожидкостного отношения (фактическая зависимость на значительном протяжении, включая последний участок, находится левее тренда).

Данный вывод подтверждается при пересчете запасов с применением программы «Анализ-3», основанной на анализе

характеристик вытеснения. Методика отбора характеристик, по которым проведена оценка НИЗ, соответствовала рекомендуемой в руководящем документе [2], разработанном в научно-исследовательском центре ОАО «ЛУКОЙЛ».



*Рис. 1. Зависимость степени выработки пласта Бб от текущего водоизносного отношения.  
Обозначения:  $Q_n$  – накопленная добыча нефти;  
 $Q_{низ}$  – начальные извлекаемые запасы;  
 $q_v$  и  $q_{ж}$  – текущие (годовые) отборы воды и жидкости*

По результатам выполненной (с применением программы «Анализ-3») дифференцированной по действующим добывающим скважинам оценки начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти бобриковской залежи построена карта распределения ОИЗ (рис. 2). Наибольшее значение ОИЗ получено для скв. 205, 207, 211, 220 и 267. Для указанных скважин необходимо выполнить исследования (снятие КВД) с целью оценки гидродинамического состояния околоскважинных зон пласта и выбора технологий для проведения ГТМ.

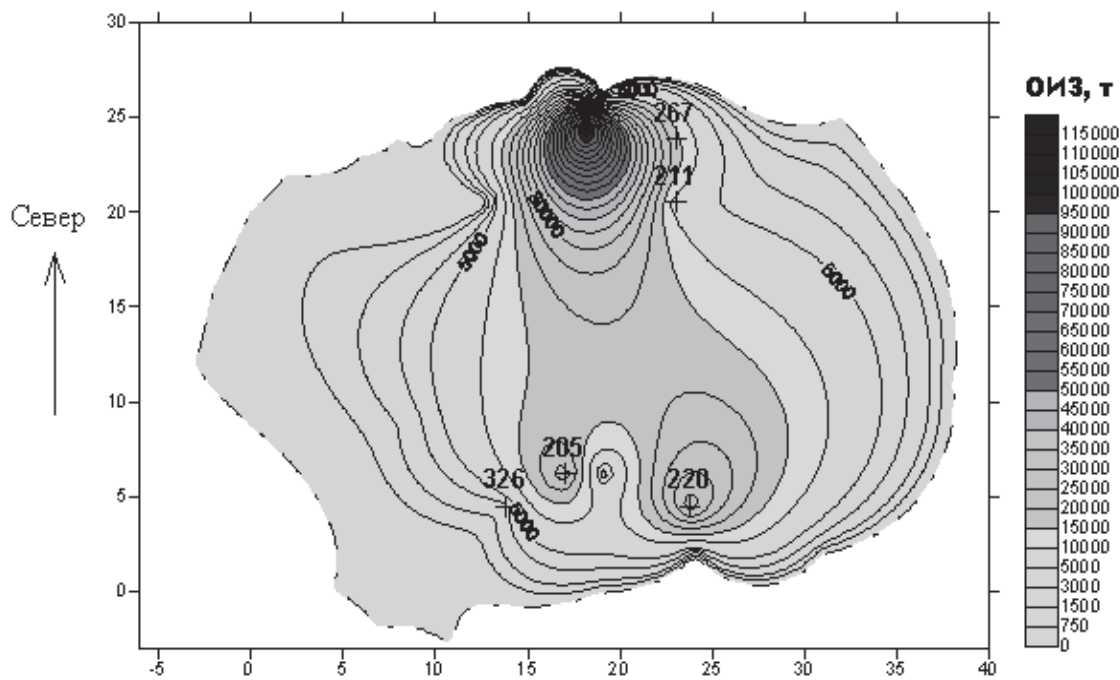


Рис. 2. Двухмерное поле распределения ОИЗ по залежи

### Список литературы

1. Шевко Н. А. К оценке некоторых технико-экономических показателей при добыче нефти / 3 авт. // Актуальные проблемы геологии нефти и газа (Кремсовские чтения); Ухтинский индустриальный институт. – Ухта, 1999.

2. Руководящий документ по определению эффективности применения технологий повышения добычи нефти и нефтеотдачи пластов. РД-000-000-000-98. НИЦ ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 1997.

Получено 05.12.06.