

## **ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ С УЧЕТОМ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ГРАЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Р. Р. ТАПАЕВ**

*Пермский государственный технический университет*

*В статье рассмотрен вопрос о выборе наиболее рационального варианта разработки Грачевского месторождения с учетом его геологического строения, приведены четыре варианта разработки, выбран и обоснован наиболее оптимальный.*

Грачевское месторождение открыто в 1983 году, но из-за отсутствия дорог и обустройства до 2001 года находилось в консервации. В настоящее время ведутся работы по пробной эксплуатации разведочных скважин на малиновский пласт.

Целью работы является выбор рационального варианта разработки с учетом геологического строения продуктивного пласта Мл.

На месторождении пробурено 7 разведочных скважин (№№ 104, 105, 106, 107, 3, 6, 9 – 1982–83 гг.) и одна – оценочная скважина № 47. Бурение этих скважин позволило: выделить границы распространения пласта Мл, установить его литологически-ограниченный характер, установить положение контуров нефтеносности, изучить физико-гидродинамические характеристики пласта.

В итоге геолого-разведочных работ установлено, что нефтенасыщенная часть пласта вскрыта двумя скважинами № 47 и № 106.

Представление о геологическом строении и нефтеносности пласта Мл Грачевского месторождения основывается на результатах изучения керна, ГИС, пробуренных скважин, также на материалах опробования и ГДИ разведочных скважин № 106 и № 47, находящихся в нефтенасыщенной части пласта Мл. В таблице 1 приведены основные физико-гидродинамические характеристики.

**Физико-гидродинамические характеристики пласта Мл**

Параметры	Пласт Мл
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	1424
Средняя толщина, м	3,0
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,0
Средневзвеш. эф. н/н толщина по площади, м	1,8
Пористость средневзвешенная по площади, %	20
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0,90
Проницаемость по керну/промыс. исслед., мкм <sup>2</sup>	1,061/2,355
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,576
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,0
Начальное пластовое давление, МПа	16,9
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	3,78
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,820
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,856
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,32
Средняя продуктивность, (т/сут МПа)	59,4
Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> см/МПа с	98,6 ПЗП 161,6 УЗП
Газопроводность, см <sup>2</sup> /с	20107

В целом продуктивный пласт Мл характеризуется небольшой эффективной нефтенасыщенной толщиной; высокими значениями пористости и проницаемости; отсутствием плотных, расчленяющих разрез, прослоев; хорошей гидропроводностью; легкой и маловязкой пластовой нефтью. Породой-коллектором является песчаник.

По результатам ГДИ, проведенным в скважине № 106 в период ее пробной эксплуатации, отмечается улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта. Увеличивается значение гидропроводности и проницаемости, что, по всей вероятности, связано с очисткой призабойной зоны от продуктов бурения.

В скважине № 47 проницаемость призабойной зоны почти в два раза ниже проницаемости удаленной зоны пласта при коэффициенте призабойной закупорки 1,98, что вызывает необходимость проведения мероприятий улучшающих фильтрационные характеристики в призабойной зоне скважины

Учитывая особенности геологического строения пласта Мл на Грачевском месторождении, было предложено четыре варианта эксплуатации данного объекта на прогнозируемый период, которые приведены в таблице 2.

### Основные характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики вариантов	Варианты			
	<u>I</u> базовый (эксплуатация 2 <sup>х</sup> существующих разведочных скважин)	<u>II</u> (базовый + бурение 2 <sup>х</sup> скважин+закачка воды в скв. 106)	<u>III</u> (базовый + бурение 2 <sup>х</sup> скважин+закачка воды в скв. 47)	<u>IV</u> (базовый + бурение 2 <sup>х</sup> скважин+закачка воды в скв. 47+ ГТМ)
Режим разработки	Естественный, упруго-водонапорный	Внедрение ППД	Внедрение ППД	Внедрение ППД
Система размещения скважин	Сохранение существующей системы	Неравномерная	Неравномерная	Неравномерная
Расстояние между скважинами, м	720	720-400	720-400	720-400
Плотность сетки, га/скв. в пределах площади нефтеносности	71,2	35,6	35,6	35,6
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,217	0,439	0,445	0,468

**Вариант I** – базовый, предусматривающий дальнейшую эксплуатацию пласта Мл двумя существующими скважинами (№№ 106, 47) на естественном упруго-водонапорном режиме, с затрудненной связью нефтяной части залежи с законтурной областью.

**Вариант II** – в данном варианте с целью повышения охвата пласта процессом разработки и увеличения коэффициента извлечения нефти в дополнение к базовому. Применяется бурение двух дополнительных добывающих скважин (№№ 201, 202), расположенных в южной и юго-восточной частях залежи на расстоянии 400 м между собой и по отношению к скважине № 47. Кроме того, в данном варианте для более эффективного вытеснения нефти из пласта, осуществляется перевод скважины № 106 под очаговое нагнетание.

**Вариант III** – предусматривает сохранение основных позиций второго варианта, отличаясь от него переносом очага заводнения в скважину № 47

путем перевода ее под закачку, при этом добывающий фонд на месторождении представлен тремя скважинами (№ № 106, 201, 202).

**Вариант IV** – данный вариант повторяет основные положения третьего варианта, в дополнение к которому предусматривается применение методов воздействия на призабойную зону, что позволит улучшить фильтрационные свойства пласта и в дальнейшем получить дополнительный объем добычи нефти. Исходя из опыта применения данных методов воздействия на призабойную зону на месторождениях-аналогах, эффект от их осуществления приводит к увеличению дебита нефти от 1 до 7 т/сут., продолжительность эффекта длится от 6 месяцев до года.

По моему мнению, наиболее рациональным вариантом является четвертый вариант, который предусматривает:

1) создание оптимальной зоны отбора, обеспечивающей наиболее полную выработку запасов нефти по всему объему залежи, путем бурения дополнительных добывающих скважин № 201 и № 202, расположенных в южной и юго-восточной частях залежи, так как данная часть залежи недостаточно вовлечена в разработку основным фондом скважин;

2) проектирование системы внутриконтурного очагового заводнения с 2007 года для наиболее полного вытеснения нефти из пласта, так как результаты опробования скважин № 106 и № 47 и эксплуатации скважины № 106, указывают на почти полное отсутствие активного воздействия на залежь законтурной водонапорной системы; нагнетание воды в пласт планируется производить скважиной № 47, так как по всей видимости к 2007 году скважина № 47 будет располагаться в выработанной части залежи и свою основную задачу уже выполнит, в тоже время она наиболее полно обеспечит эффективное воздействие на весь объем залежи;

3) применение методов воздействия на призабойную зону пласта (ГДИ показали низкую проницаемость ПЗП, по сравнению с УЗП), что позволит улучшить фильтрационные свойства пласта и в дальнейшем получить дополнительный объем добычи и увеличить КИН;

4) неравномерную систему размещения скважин (залежь имеет небольшие размеры, и говорить о равномерной или рядной системе размещения скважин не приходится).

## Литература

1. Технологическая схема разработки Грачевского месторождения, 2001 г.
2. М. М. Иванова, Л. Ф. Дементьев, И. П. Чоловский. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа.