



Рис 2. Динамика показателей разработки участка Суторминского месторождения

Таким образом, наиболее эффективным является проведение циклического воздействия с длительностью полуциклов, рассчитанной по формуле (3).

В данной работе был рассмотрен принцип циклического заводнения на неоднородные по проницаемости нефтяные пласты, обоснована эффективность применения оптимального режима закачки по формуле (3) на примере участка Суторминского месторождения.

#### Литература

1. Владимиров И.В. Нестационарные технологии в разработке нефтяных месторождений: Дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2005г. – 327 с.
2. Кашапова Г.Р. Нестационарное воздействие, направленное на увеличение нефтеотдачи пластов//Журнал «ПРОнефть». - №1. – С. 54-59.
3. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.

## ВЛИЯНИЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЮ РАЗРАБОТКИ СЕВЕРНОГО БЛОКА КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р.И. Ермаков

Научный руководитель - доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время перед нефтегазовой промышленностью России стоит задача эффективной доработки существующих залежей и разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Ввиду этого, многие исследователи стали подчеркивать важность понимания поведения нефтегазовых резервуаров со сложными геологическими условиями [1]. Как следствие, определенным геологическим характеристикам стало уделяться большее внимание. Одной из них можно считать вопрос о неоднородности горных пород. Известно, что данный параметр имеет различный масштаб проявления от микроуровня (разнонаправленность зёрен горных пород) до макроуровня (различие типов горных пород регионального масштаба). Наличие неоднородностей приводит к изменению фильтрационных свойств горных пород и движению флюидов внутри них соответственно. Такую взаимосвязь и принято называть анизотропией проницаемости.

Роль данного явления особенно актуальна в случае разработки залежей с применением заводнения и интенсификации притока с помощью гидроразрыва пласта. В случае первого, оно выражается в движении закачиваемой воды по избирательным направлениям высокопроницаемых пластов от нагнетательных к добывающим скважинам. Такое движение закачиваемой воды часто приводит к образованию промытых каналов и уменьшает коэффициент охвата залежей [2]. В случае второго, явление имеет эффект на распределение полей напряжений и, как следствие, на направление образования трещин. В результате, эффект анизотропии проницаемости при рассмотрении данных условий уже может влиять как на размещение скважин, так и на гидродинамические процессы в ходе разработки залежей.

В рамках данной работы эффект анизотропии проницаемости исследовался на поведении гидродинамической модели северного блока Крапивинского месторождения [3]. В качестве методов расчёта значений анизотропии проницаемости использовалась методика, состоящая из совокупности керновых данных, трассерных исследований и каротажных данных [4, 5]. Основным преимуществом данной методики является то, что на большинстве месторождений набор таких исследований проводится. По результатам данных исследований, были вычислены значения латеральной и вертикальной анизотропии (таблица 1). Разброс данных по значению вертикальной анизотропии связан с ограниченностью лабораторных исследований по различным скважинам. Для построения геолого-гидродинамической модели использовались следующие типы данных: координаты положения устьев скважин, их инклинометрия, структурная карта подошвы Баженовской свиты, выявленные по каждой скважине отбивки пласта Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>, как основного объекта разработки.

Таблица 1

**Результаты вычисления анизотропии проницаемости**

Латеральная анизотропия ( $a_h$ )		Вертикальная анизотропия ( $a_z$ )		
$k_x$	$k_y$	Пессимистичный	Наиболее вероятный	Оптимистичный.
1,48·k	0,67·k	0,1	0,5	0,86

Дальнейшее исследование проводилось на сравнении результатов изотропной и анизотропной моделей. Для того, чтобы наиболее полно оценить эффект анизотропии, исследование проводилось с постепенным вводом в расчёты каждого из параметров. Так, в таблице 2 представлены результаты расчётов с вариацией вертикальной анизотропии.

Таблица 2

**Результаты вариации вертикальной анизотропии**

$a_z$	Сценарий, млн м <sup>3</sup>		
	Пессимистичный	Наиболее вероятный	Оптимистичный
0,1		0,5	0,86
$Q_o$	1,849	1,968	1,913
$Q_w$	1,350	1,281	0,893
$Q_{inj}$	3,082	3,142	2,655
КИН	0,139	0,148	0,144

Интересным фактом здесь является то, что накопленная добыча нефти и закачки при  $a_z = 0,5$  имеют большие величины, чем при  $a_z = 0,86$ . Предполагается, что такой результат связан с особенностями строения резервуара, такими как присутствие высокопроницаемых пропластков в нижней части пласта. Как результат, это привело к тому, что фронт заводнения двигался выше при  $a_z = 0,5$  чем при  $a_z = 0,86$  и таким образом, вытеснял большее количество нефти. Анализ результатов показал, что значение  $a_z = 0,5$  являлось более надежной оценкой для дальнейшего анализа.

Следующим шагом в расчётах стало рассмотрение влияния на модель внедрения латеральной анизотропии проницаемости. Для этого, куб проницаемости модели был умножен на коэффициент 1,48 в направлении оси X, в то время как коэффициент 0,67 был применен к направлению Y. Результаты проведенного модельного расчёта в этом случае представлены в таблице 3 (здесь  $Q_o$  – накопленная добыча нефти,  $Q_w$  – накопленная добыча воды,  $Q_{inj}$  – накопленная закачка воды).

Таблица 3

**Результаты вариации вертикальной и латеральной анизотропий**

$a_z$	Сценарий, млн м <sup>3</sup>		
	Пессимистичный	Наиболее вероятный	Оптимистичный
0,1		0,5	0,86
$Q_o$	1,785	2,031	1,975
$Q_w$	1,017	1,321	0,935
$Q_{inj}$	2,634	3,246	2,763
КИН	0,134	0,153	0,148

С одной стороны, результаты расчётов имеют схожие тенденции, как и при изменениях значения вертикальной анизотропии, с другой внедрение латеральной анизотропии в модельный расчёт в общем увеличивает значения параметров разработки ( $Q_o$ ,  $Q_w$ ,  $Q_{inj}$ ). Таким образом, учёт анизотропии проницаемости является важным и результаты модельных расчётов это подтверждают.

В дополнение к основной работе было рассмотрено несколько опций по улучшению существующей системы разработки. Для расчётов были доступны данные по разработке до начала 2013 года. Целью улучшения системы разработки являлось создание доказательной основы, подтверждающей большое влияние учёта анизотропии проницаемости (таблица 4). В качестве мер оптимизации были использованы уплотняющее бурение, зарезка боковых стволов и проведение ГРП на скважинах кандидатах. Интервал времени для расчётов составил пяти лет (с 2013 по 2018 годы).

Таблица 4

**Сравнение изотропной и анизотропной модели с улучшенной системой разработки**

Тип	Параметры разработки, млн м <sup>3</sup>	
	Изотропная модель	Анизотропная модель
$Q_o$	3,119	3,069
$Q_w$	6,204	5,237
$Q_{inj}$	9,716	8,745
КИН	0,234	0,231

Из результатов видно, что параметры изотропной модели оказались выше параметров анизотропной модели. Такой результат указывает на то, что упущение из модельного построения анизотропии может приводить к завышению параметров разработки, что может вызвать негативные последствия в будущем. Этот факт вновь подтверждает влияние анизотропии проницаемости на разработку.

Завещающим расчётом стал расчёт анизотропной модели со всеми предложенными решениями по улучшению на срок равный пятнадцати лет, т.е. вплоть до 2028 года (таблица 5).

Таблица 5

**Результаты расчётов улучшенной системы разработки**

Параметры разработки, млн м <sup>3</sup>		
Год	2018	2028
Q <sub>o</sub>	3,069	3,700
Q <sub>w</sub>	5,237	11,998
Q <sub>inj</sub>	8,745	16,607
КИН	0,231	0,278

Литература

1. Якуцени В.П. Нетрадиционные ресурсы углеводородов - резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России / В.П. Якуцени, Ю.Э. Петрова, А.А. Суханов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009 (4). – 20 с.
2. Пятибратов П.В., Аубакиров А.Р. Оценка влияния анизотропии пласта по проницаемости на эффективность циклического заводнения / П. В. Пятибратов, А. Р. Аубакиров // Экспозиция нефть газ. - 2016. - № 5. - с. 35 – 37.с.
3. Clavaud J.B., Maineuil A., Zamora M. Rasolofosaon P. and Schlitter C. Permeability anisotropy and its relations with porous medium structure / J.B. Clavaud, A. Maineuil, M. Zamora, P. Rasolofosaon, C. Schlitter // Journal of geophysical research. – 2008. – Vol. 113. – p. 1-10.
4. Ермаков Р.И. Влияние анизотропии проницаемости на гидродинамическое моделирование и оптимизацию разработки северного блока Крапивинского нефтяного месторождения: магистерская диссертация / Р. И. Ермаков; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. В. П. Меркулов. – Томск, 2018.
5. Ермаков Р.И. Исследование анизотропии фильтрационных свойств терригенных коллекторов: Труды XXII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» / Р.И. Ермаков; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. В. П. Меркулов. – Томск, 2018.

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА (НА ПРИМЕРЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА)**

**Г.М. Жиров**

Научный руководитель - доцент А.В. Никульчиков

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

Стремительное сокращение числа месторождений с легкоизвлекаемыми запасами является одной из тенденций последних десятилетий. В связи с этим приходится сталкиваться с все большим количеством проблем при добыче нефти, решение которых путём применения классических методов увеличения нефтеотдачи, становится невозможно. По этой причине возникает необходимость в использовании более эффективных, но в тоже время и более сложных МУН, одним из которых и является закачка в пласт CO<sub>2</sub> [1].

Углекислый газ (CO<sub>2</sub>, диоксид углерода, двуокись углерода) – бесцветный газ, тяжелее воздуха. При нормальных условиях имеет плотность 1,98 кг/м<sup>3</sup>. Углекислый газ не токсичен, запаха не имеет.

Причиной продуктивного эффекта от применения данной технологии является в первую очередь высокая способность углекислого газа растворяться в пластовой воде и нефти. Взаимодействие CO<sub>2</sub> с нефтью приводит к увеличению её объёма, снижению вязкости, что в свою очередь способствует вытеснению остаточной неподвижной нефти из пласта. Снижается межфазное натяжение на границе нефть-вода, улучшается смачиваемость породы водой, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения. Растворение углекислого газа в воде приводит к образованию угольной кислоты, способной растворять некоторые виды цементов и пород пласта, тем самым увеличивая его проницаемость [1].

Экологическая эффективность применения данного метода также не может быть не замечена. Эффективный способ утилизации парниковых газов, во избежание глобального потепления, в естественных захоронениях как никогда актуален в наши дни.

Первое опытное нагнетание диоксида углерода было осуществлено в США в 1949 году. Его результаты оказались весьма успешными, и, в данный момент, из 136 реализующихся в мире проектов по закачке углекислого газа 128 осуществляется на территории Соединенных Штатов, что делает их несомненными лидерами в данном направлении [2].

Одни из наиболее крупных проектов по использованию метода нагнетания диоксида углерода в США представлены в таблице.

Относительно молодой, но весьма преуспевающей и перспективной компаний является Denbury Resources Inc, осуществляющая свою деятельность на территории двух крупных регионов: Gulf Coast и Rocky Mountain.