

А.У. Айткулов, Н.Т. Ажиханов

**Прогноз и моделирование разработки
нефтяных залежей
на примере действующих месторождений**

**Москва
Издательство Нобель Пресс**

УДК 55
ББК 26.3
А11

А.У. Айткулов

A11 Прогноз и моделирование разработки нефтяных залежей: на примере действующих месторождений / А.У. Айткулов, Н. Т. Ажиханов – М.: Lennex Corp, — Подготовка макета: Издательство Нобель Пресс, 2013. – 200 с.

ISBN 978-5-518-21696-9

В данной работе проведено изучение по совершенствованию методов прогнозирования технологических показателей и моделирования процессов разработки на основе исследования динамики гидродинамических параметров, установленных в ходе эксплуатации геологически сложнопостроенных, и многопластовых пластов и залежей.

Для инженерно-технических и научных работников, занимающихся проектированием, авторским надзором процесса разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений и добычи нефти, а также для студентов-нефтяников, бакалавров и магистрантов обучающихся в нефтяных ВУЗах и факультетах, по специальности «Нефтегазовое дело», направление «Разработка нефтяных месторождений».

ISBN 978-5-518-21696-9

© Издательство Нобель Пресс, 2013
© А.У. Айткулов, Н.Т. Ажиханов 2013

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. Прогнозирование показателей эксплуатации пластов.....	8
1.1. Прогноз показателей скважин после изоляции обводненных интервалов.....	8
1.2. Прогноз показателей эксплуатации пласта при очаговом заводнении.....	12
1.3. Прогноз обводненности водонефтяной зоны.....	18
1.4. Прогноз процесса разработки по обобщенным характеристикам.....	20
1.5. Прогноз показателей разработки по фактическим данным.....	33
1.6. Прогноз добычи нефти и обводненности по промысловым данным.....	48
1.7. Прогноз оптимальной добычи нефти	60
2. Моделирование технологических процессов добычи нефти.....	70
2.1. Моделирование динамики появления попутной воды.	70
2.2. Моделирование процесса обводнения продуктивных горизонтов и месторождения.....	75
2.3. Моделирование показателей заводнения на поздних стадиях разработки.....	77
2.4. Моделирование комплексной неоднородности и фильтрационного сопротивления многослойного пласта.....	85
2.5. Моделирование процесса разрушения призабойной зоны пласта.....	92
2.6. Моделирование призабойной зоны пласта по режиму работы скважины.....	96
2.7. Моделирование изменения продуктивности слабосцементированных пластов.....	113
2.8. Моделирование эффективности гидроразрыва пласта	116
2.8.1. Моделирование эффективности ГРП при наклонном стволе скважины.....	116
2.8.2. Моделирование эффективности ГРП в вертикальной скважине при наличии горизонтальной трещине.....	121
2.8.3. Моделирование эффективности ГРП при вертикальной трещине.....	134
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	140
ЛИТЕРАТУРА.....	142

Посвящается светлой памяти
Шманову Айткул и Атанепесову
Нуртилеу, прожившие трудные и
прекрасные жизни

ВВЕДЕНИЕ

Такие факторы как неоднородное строение коллектора по объему пластов, а также различные физико-химические свойства скелета горной породы и насыщающих их флюидов способствуют возникновению ряда актуальных задач, решения которых связаны с процессами моделирования процессов разработки и прогнозирования технологических показателей месторождения. Из всего многообразия известных методов управления добычи нефти необходимо выбрать для каждого месторождения наиболее эффективные методы воздействия. Отсюда необходим тщательный контроль и анализ геолого-промысловых данных по каждой скважине, по каждому пласту и прогноз технологических показателей эксплуатации залежи нефти. Надежность методов прогноза зависит от достоверности созданных моделей гидродинамических процессов. В настоящее время разработаны новые и совершенствованы ранее известные методы моделирования процессов эффективности эксплуатации залежи и прогноза технологических показателей позволившие разрабатывать месторождений с наибольшей оптимальностью [1,2,3,38,44,50,51,52,53,55,63,73,74,76,80,81,83,84,86]. Тем не менее, открытие новых и эксплуатация действующих месторождений позволили выявить ранее неизвестных факторов которые требуют постоянного совершенствования известных и создание новых методов моделирования и прогноза технологических показателей.

В связи с этим каждый применяемый метод воздействия на залежи исследуется и совершенствуется путем моделирования процессов добычи для

улучшения условий фильтрации жидкости по многослойным и неоднородным пластам. Результаты исследований позволили выявить влияние на производительность пласта и дебитов скважин, таких факторов как макро и микрон неоднородное строение залежи по проницаемости, толщине и пористости трещиноватости пласта; водонефтяная зона; капиллярные силы; параметры сетки скважин; системы заводнения, вязкости нефти, воды и газа; работающая толщина, градиент давления, трудноизвлекаемые запасы, низкопродуктивные пласты [6,7,8,11,39,40,43,45,54,56,57,65,67,68,72,75,77,79].

При применении методов воздействия необходимо своевременно научно обоснованно регулировать процесс разработки нефтяных залежей, путем моделирования добычи нефти [26,27,28,29,30].

Впервые систематизированы и проанализированы микропроцессы, происходящие в нефтегазовых пластах, и созданы математические модели сложных процессов фильтрации и массопереноса, и даны практические рекомендации в работах М.Л.Сургучева, Ю.В.Желтова и Э.М.Симкина. Указанные эффективные методы разработки были обоснованы путем создания математических моделей, и их достоверность доказаны на основе промысловых экспериментов нефтяных месторождений. В этом отношении и нефтяные месторождения Казахстана внесли свои определенные достижения [3,6,9,14,15,16,33,78,79,81]. Среди них особое место занимают месторождения Узень, Жетыбай Каражанбас, и Каламкас, которые находятся на полуострове Мангистау в Западном Казахстане.

Месторождение Каражанбас, насыщенное нефтью повышенной вязкости, разрабатывается с применением технологий теплового воздействия [34]. Месторождение Каламкас — многопластовое, содержащее газовой, нефтегазовые и нефтяные залежи. Одной из основных проблем при разработке этого месторождения является пескопроявление [25,35]. На месторождении Каламкас в течение более 30 лет успешно проводятся различные мероприятия по улучшению состояния эксплуатации нефтяных залежей [18,19]. Следует особо отметить, что месторождение Узень является одним из крупных, со

сложным термогидродинамическим состоянием пластов месторождений. Именно на этом месторождении проводились и проводятся наиболее крупные методы регулирования по интенсификации добычи нефти (блоковое, ступенчатое, фигурное заводнений), а также широко применяются мероприятия и новые технологии по повышению производительности скважин [3,17,36]. Другими не менее уникальными по своим запасам являются месторождение Жетыбай. Для этого месторождения, с целью интенсификации процесса выработки запасов были успешно применены и применяются различные методы, такие как: очаговое; избирательное воздействие, а также некоторые наиболее активно влияющие на призабойные зоны скважины, методы, которые позволили наиболее полно вытеснить нефть из продуктивных пластов.

В первой главе рассматриваются вопросы по прогнозированию показателей эксплуатации залежей нефти при применении различных методов регулирования с целью интенсификации добычи нефти из многопластовых месторождений. При этом были созданы несложные модели для прогнозирования объемами добычи нефти при применении изоляционных работ в скважинах, очагового заводнения и разработке водонефтяной зоны нефтяной залежи, на основе исследования характера изменения как гидродинамических, так и технологических параметров.

Вторая глава посвящена к созданию гидродинамических моделей технологических параметров, которые будут использованы при применении различных методов воздействия для ускорения процессов выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

1. ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ

Для того, чтобы наметить мероприятия по управлению процесса разработки и оценить их эффективность, необходимы надежные методы прогноза основных технологических показателей залежи нефти.

Существующие в настоящее время методики прогнозирования показателей эксплуатации основаны на использовании достаточно сложных математических моделей, учитывающих все необходимые гидродинамические факторы. Применение их ограничивается часто отсутствием необходимой геолого-промысловой информации. В связи с этим, как показывает опыт, при проведении анализа и регулирования процесса разработки нефтяной залежи наиболее приемлемыми и общедоступными для работников нефтедобывающих предприятий все еще являются приближенные методы оценки эффективности различных мероприятий по регулированию разработки с помощью модели слоисто-неоднородного пласта. Поэтому в настоящем разделе приводятся приближенные методы прогнозирования технологических показателей разработки при применении наиболее распространенных видов регулирования, таких как изоляция обводненных интервалов, очаговое заводнение, определение процесса обводнения залежи нефти водонефтяной зоны и показателей эксплуатации по способам эксплуатации.

1.1. Прогноз показателей добывающих скважин после изоляции обводненных интервалов

Одним из распространенных методов регулирования разработки нефтяных месторождений с целью уменьшения добычи попутной воды является изоляция обводнённых пластов с применением различных средств (установка пакера, цементирование, закачка химических реагентов и т.д.).

Необходимость отключения отдельных обводненных (выработанных) интервалов пласта в добывающих скважинах обуславливается неоднородным строением и неравномерными выработками и обводнением продуктивных пластов. Работы проводят в слоистых пластах для обеспечения оптимальных условий их выработки. При этом технологически эффект от проведения изоляционной работы является одним из основных показателей самого плана их проведения.

В связи с этим ниже рассмотрен метод по оценке технологического эффекта в отдельных добывающих скважинах от проведения изоляционной работы [5].

Рассматривается модель слоисто-неоднородного по проницаемости пласта, представляющая радиальную область с радиусом R_k со скважинным радиусом r_c . Условно этот пласт разделен на два пропластка. Допустим, что к моменту времени t_i второй пропласток обводнен полностью, т.е. приток нефти из этого пропластка равен нулю, а первый пропласток обводнен частично и продолжает эксплуатироваться с дебитом $q_{жi}$ и долей нефти η_{ni} . Пусть в течение некоторого времени Δt_i в пласте проведена работа по изоляции полностью обводненного второго пропластка.

Прогнозные значения дебита нефти первого пропластка определяются выражением $q_{nj} = q_{жj} \cdot \eta_{nj}$, где: $q_{жj}$ — дебит жидкости первого пропластка на прогнозируемый период, принимаемый равным на уровне дебита жидкости того же пропластка перед изоляцией и предполагается постоянным на последующие годы, т.е. $q_{жj} = q_{жi} = \text{const}$; η_{nj} — прогнозная доля нефти в продукции первого пропластка.

Прогноз доли нефти (η_{nj}) проводится путем расчетной зависимости доли нефти (η_n) от безразмерного времени τ , построенной с использованием теоретической кривой распределения проницаемости Максвелла [2]. Таким образом, для прогнозирования процесса обводнения первого пропластка необходимо знать величину безразмерного времени на прогнозируемый период. Величину τ_j можно определить зависимостью вида: $\tau_j = \tau_i + \Delta\tau_j$, где:

τ_i — безразмерное время первого пропластка перед изоляционной работой, которая определяется по расчетной кривой $\eta_n = f(\tau)$ [9,24], располагая фактическим значением доли нефти (η_{ni}) указанного пропластка перед мероприятием: Δt_j — безразмерное время первого пропластка на прогнозируемый период, определяемое из отношения

$$\Delta \tau_j = \frac{q_{\text{эж}} \cdot \Delta t_j}{g}$$

Δt_j — время эксплуатации пласта;

$$g = \frac{\sum Q_{\text{эж}}}{\tau_i} \text{ — запасы нефти первого пропластка; } \sum Q_{\text{ж}} \text{ — фактическая}$$

накопленная добыча жидкости первого пропластка перед изоляционной работой, определенная по данным дебитометрирования или по косвенным данным, полученным путем обработки фактических сведений.

По вышеизложенному методу были подсчитаны прогнозные значения доли нефти и дебита нефти по десяти добывающим скважинам месторождения Узень после проведения в них изоляционных работ в разное время. При этом разделение добычи жидкости по пластам проводилось по методу [4]. В качестве расчетной зависимости доли нефти от безразмерного времени τ использована кривая, построенная с использованием теоретического распределения проницаемости Максвелла (тип 1) [3]. В качестве примера приводится наиболее подробный расчет доли нефти и дебита нефти по добывающей скважине 1466, после проведения в ней изоляционных работ. Скважина 1466 введена в эксплуатацию на XIII+XIV горизонты. Изоляционные работы проведены в 2009 году, путем цементной заливки заводнённого XIV горизонта. После изоляционных работ рассматриваемая скважина эксплуатируется на XIII горизонте. Прогноз вышеуказанных показателей скважины 1466 по XIII горизонту проведен по предлагаемому методу, по состоянию на 01.07.2012 года, в следующем порядке:

1. Разделение дебита нефти и жидкости между XIII и XIV горизонтами