

УДК 622.276.43

ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ КАК ОСНОВА УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗОЙ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ахметжан Самал Закиевна, заведующая кафедрой “ТиЕНД” КРМУ, кандидат технических наук, доцент

Жумашев Марат Сунгатулы, преподаватель КРМУ, магистр технических наук

Сағынова Айдана Мұңалбайқызы, преподаватель КРМУ, магистр технических наук

Бакытжанқызы Бакшагулі, преподаватель КРМУ, магистр естественных наук

Аннотация

Статья посвящена технологии построения постоянно действующих геологических моделей на примере месторождения Карачаганак, с помощью которой можно наращивать ресурсную базу нефтяного месторождения посредством достижения: экономически эффективной разведки месторождения и подсчета запасов; быстрого ввода в освоение вновь открытого месторождения; снижения темпа падения добычи по разрабатываемым месторождениям; уменьшения себестоимости добычи нефти.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: геологические модели, геомеханическую модель, месторождение Карачаганак, симуляционная модель коллектора, вертикальная проницаемость, коллектор, скважина.

CONSTANTLY OPERATING GEOLOGICAL MODELS AS A BASIS FOR THE MANAGEMENT OF THE RESOURCE BASE OF OIL FIELDS

Akhmetzhan Samal Zakiyevna, head of the “TIEND” department of the KRMU, Candidate of Technical Sciences, associate professor

Zhumashev Marat Sungatuly, teacher of KRMU, Master of Technical Sciences

Sagynova Aidana Munalbakkyzy, teacher of the KRMU, Master of Technical Sciences

Bakytzhankyzy Bakshaguli, lecturer of the KRMU, Master of Natural Sciences

Abstract

The article is devoted to the technology of construction of permanent geological models on the example of the Karachaganak field, with the help of which it is possible to increase the resource base of the oil field by means of achieving: economically efficient exploration of the deposit and calculation of reserves; rapid commissioning of a newly discovered field; decrease in the rate of decline in production in the developed fields; reduction of the cost price of oil production.

KEYWORDS: geological models, geo-mechanical model, Karachaganak field, reservoir simulation model, vertical permeability, reservoir, well.

Технология построения постоянно действующих геологических моделей позволяет наращивать ресурсную базу нефтедобывающей компании посредством достижения: экономически эффективной разведки месторождения и подсчета запасов; быстрого ввода в освоение вновь открытого месторождения; уменьшения себестоимости добычи нефти.

Реализация компьютерно-технологических решений дает возможность выполнять функционально значимые направления работ с геолого-геофизической информацией:

- 1) ревизия имеющегося фонда геолого-геофизического и промыслового материала;
- 2) оценка и контроль входящей геолого-геофизической информации;
- 3) обработка и переобработка;
- 4) интерпретация и переинтерпретация.

Геологическая модель должна давать возможность анализировать два основных типа процессов, происходящих в разрабатываемом пласте в ходе разработки: фильтрационные потоки, вызванные неоднородностью поля поровых давлений, и сопутствующее изменение напряженно-деформированного состояния. Результаты расчетов дают геомеханическую модель, которая позволяет уточнять динамику разработки. В частности, изменение напряженно-деформированного состояния может существенно повлиять на фильтрационно-емкостные свойства среды. В свою очередь, это позволяет оптимизировать систему разработки месторождения: уточнить значения депрессий, с которыми работают добывающие скважины, определить места, в которых бурение следует проводить в первую очередь.

Создание геологической модели месторождения характеризуется большим количеством используемых данных наблюдения. К ним можно отнести:

1. Геологические особенности строения месторождения. Геологические модели позволяют с достаточно высокой точностью построить геометрическую модель и расчетную область;

2. Сейсмические, керновые и геофизические исследования. С помощью информации, полученной с помощью этих исследований, можно распределить по ячейкам расчетной области важнейшие параметры для последующего анализа: фильтрационно-емкостные свойства породы для расчета процессов фильтрации и упругие и прочностные свойства, необходимые при геомеханическом моделировании. Кроме того, дополнительные исследования могут быть использованы для того, чтобы определить степень влияния напряженно-деформированного состояния на фильтрационно-емкостные свойства;

3. Одномерные геомеханические модели. С помощью специальных исследований можно определить точные распределения главных напряжений вдоль уже разбуренных скважин. Эти данные используются для задания корректных граничных и начальных условий при моделировании разработки. При проектировании разработки месторождения нефти и газа построением геологических моделей занимаются Научно-исследовательские проектные институты (НИПИ);

Внедрение компьютерных технологий дает:

- снижение себестоимости добычи нефти на разрабатываемых месторождениях;
- оптимизацию решений по размещению эксплуатационного фонда скважин;
- аналитическое сопровождение по выработке рекомендаций применения методов интенсификации для конкретных геологических условий залежи;
- высокую (до 80%) подтверждаемость запасов нефти категорий C_1 и C_2
- реализацию проектирования по выбору оптимального заложения горизонтальных скважин;
- резкое повышение (до 70-80%) успешности бурения поисково-оценочных и разведочных скважин;
- снижение себестоимости подготовки и ускоренный ввод вновь открытого месторождения в разработку;
- реализацию принципа управления залежью в реальном времени - "от поиска залежи к подсчету запасов и последующему мониторингу эксплуатационного разбуривания".

Если рассматривать эти вопросы на примере уникального газоконденсатного месторождения Карачаганак с оцениваемыми геологическими запасами УВ в 1,2 трил. м³ газа и 1 млн. т жидких УВ. Разработка таких крупнейших месторождений будет производиться в течении многих лет и без геологических моделей тут не обойтись.

Продуктивные пласты месторождения Карачаганак состоят из карбонатного массива, строение и стратиграфия которого определяются средней проницаемостью резервуара в 2 мД при пористости в 9%, коэффициенте песчаности 40% и водонасыщенности только 10%. Начальное пластовое давление составляло от 52000 до 59500 кПа с пластовыми температурами от 70 до 95⁰С.

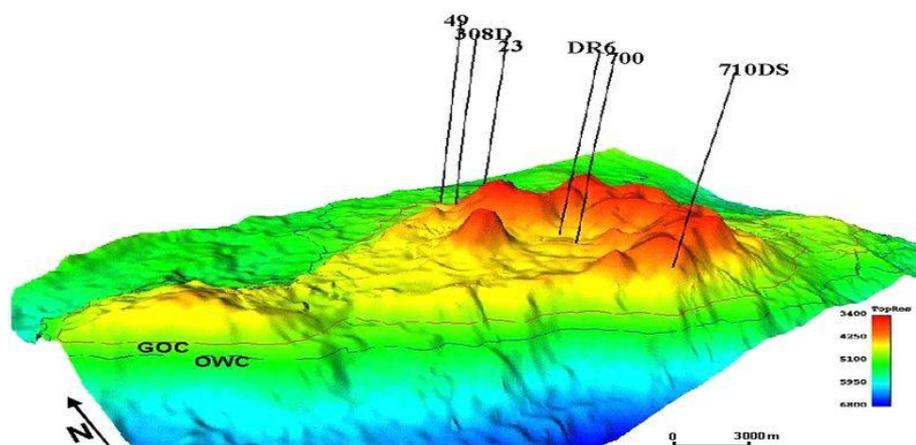


Рис. 1. Трехмерное изображение Карачаганакского месторождения (N – Север, GOC – ГНК, OWC – ВНК)

С целью создания геологической модели по резервуару НИПИМунайгаз работает над созданием новой технологической схемы освоения месторождения Карачаганак.

В настоящее время КПО работает над повторным построением статической модели, объединяющей все доступные данные геологических исследований, выполненных с 2007 года. Результаты повторной интерпретации сейсмических данных 2008 года и данные, взятые из новых пробуренных скважин, используются для данной работы.

После этого результаты интерпретации сейсмических данных на основе исследований 2009 года и данные по новым скважинам будут рассмотрены и должным образом внесены в модель.

Ниже представлены основные изменения в адаптациях модели 2007 г. и 2008 г. по сравнению с предыдущими годами:

- Водоносный горизонт был восстановлен в модели и теперь включен как один из параметров адаптации модели. По большей части он изолирован на уровне С9 (тульский горизонт). 3 млрд ст.м³ воды (рассчитывалась как разница объема воды в НМ2007 и Модели 2) и увеличение прогнозируемого объема пластовой воды от 11 (Модель 2) до 490 ст.м³/сутки на 1 января 2011 года В результате дополнительного давления, предоставляемого водоносным горизонтом, ранний визей должен быть полностью изолирован от каменноугольного горизонта в целях поддержания точности значений испытателя пластов многократного действия.

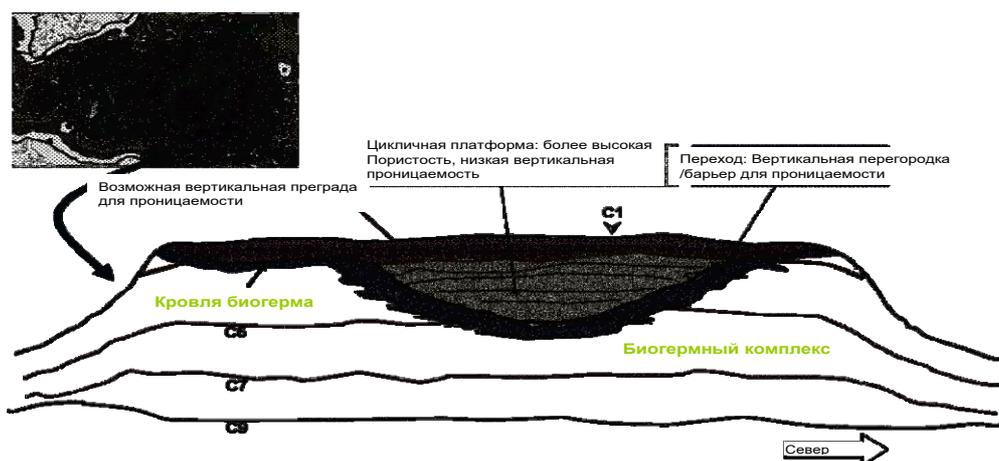


Рис. 2. Схема основных геологических элементов, внесенных в Модель 2

- Были сделаны корректировки горизонтальной гидропроводности на участках существующих следов (линий) сброса и участках с ранее измененной гидропроводностью. Также была изменена вертикальная гидропроводность на границах пермско-каменноугольной и каменноугольно-довизейской систем (С9). Это было сделано для того,

чтобы подкорректировать значения регионального давления и привести в соответствие новые и/или пересмотренные данные, в частности, данные по давлению от МДТ- (каротаж модульным динамическим пластоиспытателем и ХРТ – (прибором измерения давления экспресс-методом) со скважин 9807, 2D, 152 и 200.

- Значения kh по результатам испытаний скважин, которые ранее использовались при заканчивании, были исключены. Вместо этого характеристики производительности скважины подгонялись путем корректировки проницаемости отдельных слоев вблизи скважины.

- Коэффициенты умножения для эффективного порового пространства для поддержки давления были во многих вариантах удалены в пользу изменения проницаемости или, во многих случаях, изменения таблицы насыщения.

- Коэффициенты умножения вертикальной проницаемости на краях месторождения в каменноугольном пласте были удалены.

- Данные по добыче были обновлены вплоть до конца 2008 года с целью включения распределенных значений дебитов, давлений на устье, бурения новых скважин и КРС.

Ниже показаны прочие дополнения и изменения к данным по скважинам и добыче:

- Совокупные данные по скин-фактору, kh , продуктивности и глубине отдельных перфораций были удалены в свете повторных интерпретаций данных испытаний скважин и повторной оценки перфораций.

- Данные PLT, статического забойного давления, опробователя пластов многократного действия и ГФ были включены для совпадения замерных данных.

- Скин-фактор, зависящий от дебита, был исключен из модели вследствие проблем с конвергенцией моделирующего устройства; вместо этого используются среднестатистические значения скин-фактора.

- По каждой добывающей скважине были созданы и, по возможности, откалиброваны индивидуальные диаграммы. Новые диаграммы были разработаны для нагнетательных скважин.

- Были приняты значения относительной проницаемости системы "нефть-газ", рекомендованные в исследовании PERA за 2007 год.

Получено удовлетворительное совпадение по эксплуатационным показателям индивидуальных скважин. Сравнение общего ГФ месторождения согласно симуляционной

модели с фактическими данными представлено на рис. 3.6.1. Адаптированная модель использовалась для планирования скважин и для оценки различных проектов.

Симуляционная модель коллектора будет повторно построена по окончании создания статической модели. Дальнейшее обновление будет сделано, когда будут собраны дополнительные данные по месторождению в следующих областях:

I. Обработка данных трехмерной сейсмической разведки 2009 года и их последующая интерпретация

II. Поведение коллектора при закачке газа

III. Поведение скважин при давлении ниже точек начала конденсации и давления насыщения

IV. Характеристики относительной проницаемости системы "конденсат-нефть"

V. Поведение горизонтальных скважин.

Новые скважины Объекта 3 запланированы для замены добывающих скважин с высоким ГФ на добывающие скважины с более низким ГФ. Планируется добиться более высокой продуктивности с помощью сочетания горизонтальных / многоствольных / вертикальных скважин. Осуществляется улучшение работы существующих скважин посредством матричной кислотной обработки / гидроразрыва пласта. Программой предусматривается получение данных по коллектору из Объекта 2 и 3 с целью оптимизации количества скважин на будущих этапах разработки.

Программа Этапа ПМ включала 29 эксплуатационных скважин. В связи с неопределенностями в структуре и качестве Карачаганакского коллектора, первые четыре скважины Этапа ПМ (в настоящем документе называемые Начальные скважины Этапа ПМ) - 5488, 5790, 6394 и 5887 - были пробурены со следующими целями:

- оценка различных участков коллектора;
- получение опыта в бурении горизонтальных скважин;
- оценка продуктивности горизонтальных скважин на Карачаганакском месторождении.

Коллектор оказался чрезвычайно неоднородным (гетерогенным). С учетом неоднородности коллектора, конструкции ранних скважин были изменены - теперь это не горизонтальные с одним боковым стволом, а двуствольные, а затем многоствольные скважины, благодаря чему обеспечивается максимальный контакт с коллектором. По мере осуществления программы конструкция скважин вернулась к концепции одного бокового ствола с более длинным горизонтальным участком, что является компромиссом между

максимальным увеличением контакта с коллектором и снижением эксплуатационной сложности и затрат. Скважины Этапа ПМ планировались на площадках, где:

- в ходе интерпретации начальных сейсмических данных 3D были определены специфические сейсмические особенности или другие аномалии, такие как зоны поглощения, предполагающие хорошую продуктивность скважины;
- имеются существующие или ликвидированные скважины, которые были или все еще продуктивны;
- мощность Объекта 3, первоначальной цели разработки коллектора в ходе Этапа ПМ, по результатам интерпретации оказалась больше, чем где-либо на месторождении.

Эксплуатация центрального участка месторождения ведется на основе плотной сетки добывающих скважин, введенных в эксплуатацию в период начальной программы Этапа П. Кроме того, поскольку среднее давление Объекта 3 на данном участке является низким, дальнейшее уплотнение сетки бурения скважин на центральном участке месторождения в настоящее время не является приоритетным. Поэтому большинство скважин теперь имеют целью периферийные участки месторождения, где Объект 3 достигает своей максимальной толщины 200 м (рис. 4.3.7) и где дренирование скважины слабое. Также преимуществом данных периферийных участков является то, что более высокое давление находится дальше от основного объекта добычи.

- Достижение добычи с более низким ГФ является вполне осуществимым при использовании горизонтальных скважин, поскольку ГФ связан с ист. верт. глубиной нахождения продуктивного участка относительно ГНК. Считается, что конструкция горизонтальной скважины с одним боковым стволом: позволяет обеспечить максимально низкую глубину погружения ниже ГНК 7-дюймовых обсадных труб во избежание нежелательного повышенного ГФ с более высоких уровней;
- позволяет максимально увеличить контакт в коллекторе для повышения возможности обеспечения коэффициента продуктивности выше среднего;
- позволяет упростить процесс бурения, заканчивания и эксплуатации, что позволяет добиться экономии в части капитальных и эксплуатационных затрат;
- предусматривает возможный вариант корректировки с целью увеличения производительности в случае низкой эффективности путем проведения поэтапного гидроразрыва или интенсификации притока в скважину в случае низкой первоначальной

производительности, или добавления перфораций в нижней части Объекта 2 для обеспечения притока с вышележащих интервалов в случае необходимости;

- позволяет вести бурение дополнительных боковых стволов в наклонных секциях для увеличения производительности в более поздние сроки, в случае необходимости.

Начатая работа по построению постоянно действующих геологических моделей позволила сформулировать необходимые требования, предъявляемые на всех этапах к технологии создания цифровых моделей и перейти к их реализации. Это предполагает использование постоянно действующих геологических моделей месторождений как для проектирования, так и непосредственно для принятия конкретных управленческих решений.

Месторождения для создания цифровых моделей выбираются в соответствии со следующим условиям: 1) возможность наращивания объема добычи в перспективе; 2) высокая доля эксплуатационного бурения; 3) наличие достаточного объема качественной геолого-геофизической информации; 4) неоднозначность геологических условий; 5) возможность организовать работу в рамках отдельного проекта.

Создаваемая технология построения постоянно действующих геологических моделей позволяет наращивать ресурсную базу нефтяной компании посредством достижения: экономически эффективной разведки месторождения и подсчета запасов; быстрого ввода в освоение вновь открытого месторождения; снижения темпа падения добычи по разрабатываемым месторождениям; уменьшения себестоимости добычи нефти.

Литература

1. Итон Б.А., Итон Т.Л. Прогноз давления гидроразрыва для нового поколения // Мир нефти, октябрь 1997 г., с. 93-100.
2. Сильвестер Й.Ф., О'Хири Т., Хсу Х., Эллиот С., Версеци Р. Гигантское месторождение Карачаганак – реализация его потенциала. — Интегрированная организация по Карачаганак (Лондон, Англия) // Нефтяное обозрение, 1998.
3. План освоения месторождения Карачаганак 2010 года. Описание месторождения и геологическое моделирование (документ для служебного пользования).
4. Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 266 с.