

УДК 553.98

ПРИМЕНЕНИЕ ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПЛАСТА Ю₁³⁻⁴ МАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Т.Г. Кузьмин, П.В. Молодых*, Д.Г. Наймушин**, А.А. Попов**

Томский политехнический университет

*ОАО «ТомскНИПИнефть»

**ООО «Норд Империял», г. Томск

E-mail: kuzmintg@hw.tpu.ru

Рассматриваются результаты работы по сопровождению разработки пласта Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения (Томская область) в период с 2007 по 2010 гг. с использованием постоянно действующей геолого-технологической модели. Показана эффективность использования моделирования при мониторинге разработки залежи. Представлена оценка эффективности системы поддержания пластового давления и разработки пласта с толщиной от 2 до 12 м горизонтальными скважинами.

Ключевые слова:

Геологическая модель, гидродинамическая модель, разработка месторождения, сопровождение моделей, мониторинг разработки.

Key words:

Geomodel, simulation model, field development, model history matching, development monitoring.

Введение

Многие месторождения разрабатываются без использования моделирования для мониторинга разработки. Компании-недропользователи (ОАО «Томскнефть ВНК», ОАО «Лукойл» и др.) и проектные институты (ОАО «ТомскНИПИнефть», ООО «КогалымНИПИнефть») начинают применять геологические и гидродинамические модели для целей мониторинга и корректировки разработки. Публикаций на данную тему не много, несмотря на то, что постоянно действующие геолого-технологические модели (ПДГТМ) становятся все более востребованными [1]. Позитивный эффект от применения ПДГТМ проявляется в повышении добычи нефти, снижении капитальных и эксплуатационных затрат, а также в снижении неопределенности прогнозируемых дебитов. Проявление этих эффектов наиболее ощутимо в нефтедобывающих компаниях малого и среднего размера, т. к. каждое решение может заметно повлиять на технические и экономические показатели их деятельности.

Объектом исследования влияния использования ПДГТМ в рамках мониторинга разработки стал пласт Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения Томской области.

Характеристика залежи

Залежь характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость — 13 %, абсолютная проницаемость — 5 мД), эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам варьируются от 2 до 12 м, среднее значение 9,7 м, расчлененность — 3,2, залежь большей частью водоплавающая, начальная нефтенасыщенность — 0,5 д. ед., коллектор гидрофильный.

Пласты нефтяной залежи формировались в период келловей-оксфордской регрессии морского бассейна Западной Сибири. Большой объем поступившего терригенного материала и малые углы на-

клона морского дна способствовали формированию значительной по ширине полосы прибрежно-морских песчаников. Последовательное развитие регрессии в позднем келловее и раннем оксфорде отразилось в совместном присутствии пластов Ю₁³ и Ю₁⁴ в разрезах подугольной толщи Майского месторождения [2].

По описанию керна пласт представлен песчаниками мелкозернистыми, средне- и крепкосцементированными, участками сильно известковистыми, с горизонтальной и косой слоистостью и с намывами углисто-слюдистого материала.

Нефть классифицируется как легкая (плотность нефти в поверхностных условиях составляет 836,9 кг/м³), маловязкая (вязкость в пластовых условиях 1 мПа·с). Давление насыщения 8,7 МПа, газовый фактор 76 м³/т.

Система разработки

Залежь введена в разработку в 2007 г. на основании проекта пробной эксплуатации. Основные положения этого документа основывались на данных четырех скважин, 2D-сейсмике 2004–2005 и 2005–2006 гг. Была предложена площадная пятиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 566 м, с горизонтальной добывающей скважиной в центре элемента разработки, как наиболее рациональная для терригенных коллекторов с низкой проницаемостью [3]. В краевых частях залежи предусмотрены элементы приконтурного заводнения. Использование горизонтальных скважин позволило уменьшить количество добывающих скважин в два раза, а нагнетательных — в полтора по сравнению с наклонно-направленными скважинами, при условии достижения сопоставимого коэффициента извлечения нефти. Данные выводы сделаны на основании анализа технологических показателей работы скважин и гидродинамического моделирования.



Рис. 1. График текущих показателей разработки пласта Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения

Анализ разработки

Добыча нефти с данного объекта разработки началась в сентябре 2007 г. В настоящий момент полностью реализована проектная система разработки, пробурено 19 добывающих горизонтальных скважин, одна добывающая наклонно-направленная, 15 нагнетательных. Текущие отборы составляют 23 % от начальных извлекаемых запасов, текущая средняя обводненность равна 25 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов в 2009 г. составил 8,6 %, в 2010 г. — 13 %.

Горизонтальные скважины имеют длину ствола от 300 до 700 м. Стартовые дебиты нефти варьируются от 22 до 341 м³/сут., среднее значение 135 м³/сут. Средний темп падения дебита нефти за 3 года составил 4 %. Таким образом, можно сделать вывод об эффективности использования горизонтальных скважин для пласта Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения.

С ноября 2008 г. начался рост обводненности добываемой продукции (рис. 1) скважин пласта Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения, в настоящий момент средняя обводненность фонда скважин 25 %. Четыре скважины работают с обводненностью более 40 %, 9 скважин — до 20 %, 7 скважин — от 20 до 40 %.

По пяти скважинам, где наблюдается прорыв воды, отборы от удельных извлекаемых запасов нефти на скважину составляют от 46 до 105 % (рис. 2). Как видно из рис. 2, говорить о преждевременном прорыве воды можно только по двум скважинам Г09 и Г11. На этих скважинах процент отбора от извлекаемых запасов составил 46 и 42 % соответственно. По данным трассерных исследований, прорыв воды в скважину Г09 был получен со скважины Н10, доля влияния данной скважины составляет 60 %. В скважину Г11 — со скважин Н04 и Н02, доля влияния 37 и 45 % соответствен-

но. Также у скважины Г09 запасы частично были отобраны скважиной Г95: 112 % удельных извлекаемых запасов с текущей обводненностью 12 %.

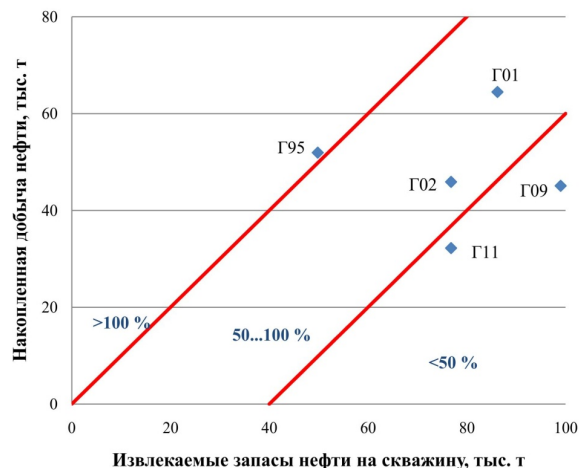


Рис. 2. Зависимость извлекаемых запасов на скважину и накопленной добычи нефти

После бурения разведочной скважины Р98 в южной части месторождения был открыт южный блок, по результатам пересчета запасы увеличились в 2 раза. На данном участке реализована семиточечная система с элементами приконтурного заводнения.

Мониторинг разработки

На месторождении реализована система сопровождения разработки средствами гидродинамического моделирования, которая позволяет принимать оперативные решения, связанные с воздействием на пласт и режимом работы скважин, размещением эксплуатационных скважин и проводкой горизонтальных стволов.

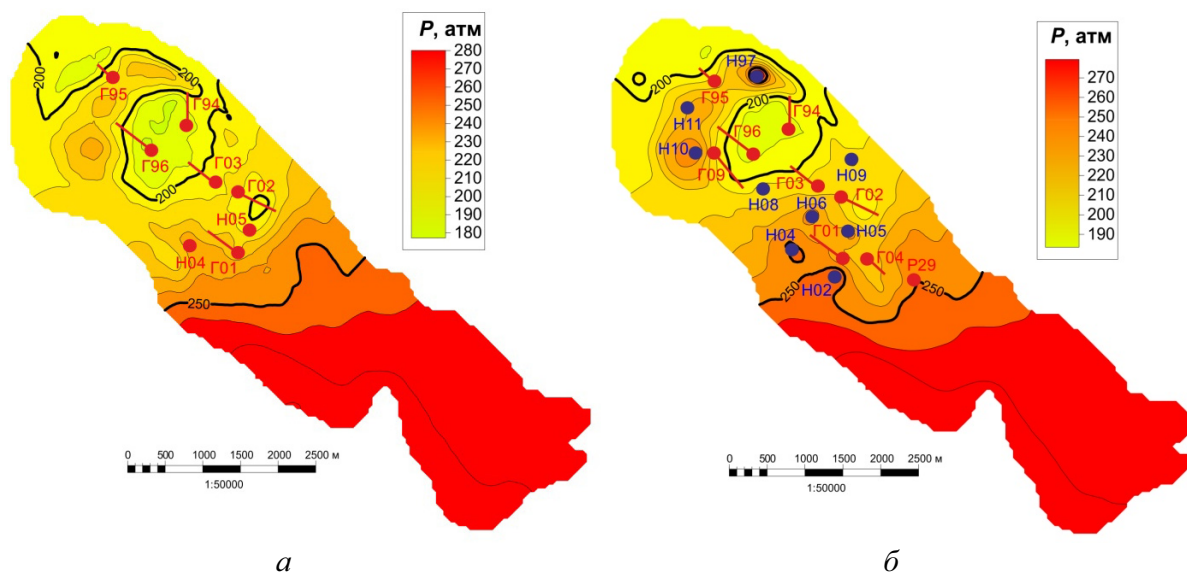


Рис. 3. Динамика пластового давления на: а) сентябрь 2008 г.; б) январь 2009 г.

Воздействие на пласт и режим работы скважин. Система мониторинга разработки с использованием гидродинамического моделирования, введенная в 2008 г., позволила избежать потерь добычи нефти в начальный период разработки. Весной 2008 г. было отмечено падение дебитов скважин по жидкости. На основании данных гидродинамического моделирования построена карта пластовых давлений, которая показала широкую воронку депрессии в центральной разбуренной части залежи (рис. 3, а).

Введение системы поддержания пластового давления в октябре 2008 г. отразилось на пластовом давлении (рис. 3, б) и позволило поддержать и повысить дебиты жидкости по скважинам (рис. 4).

Анализ работы горизонтальных скважин показал эффективность системы поддержания пластового давления.

На основании адаптированной гидродинамической модели была рассчитана модель линий тока, с помощью которой оценена эффективность закачки каждой нагнетательной скважины, в том числе влияние на добывающие скважины и «уход» воды в законтурную область. Эффективность работы нагнетательных скважин представлена на рис. 5.

Наличие данной информации позволило индивидуально контролировать режим работы каждой добывающей скважины с целью обеспечения требуемого уровня компенсации отборов.

Размещение скважин. В процессе мониторинга разработки при появлении новых данных перестраивалась как геологическая, так и гидродинамическая модели. Так, появление новых структурных карт, бурение новых скважин в южной части залежи позволили уточнить распространение коллектора по площади, и, соответственно, скоррек-

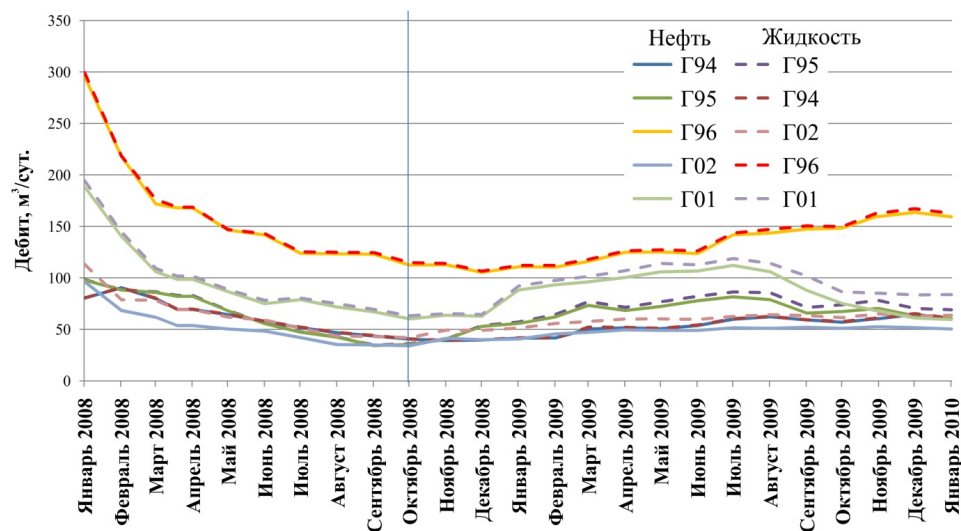


Рис. 4. Динамика дебитов добывающих скважин

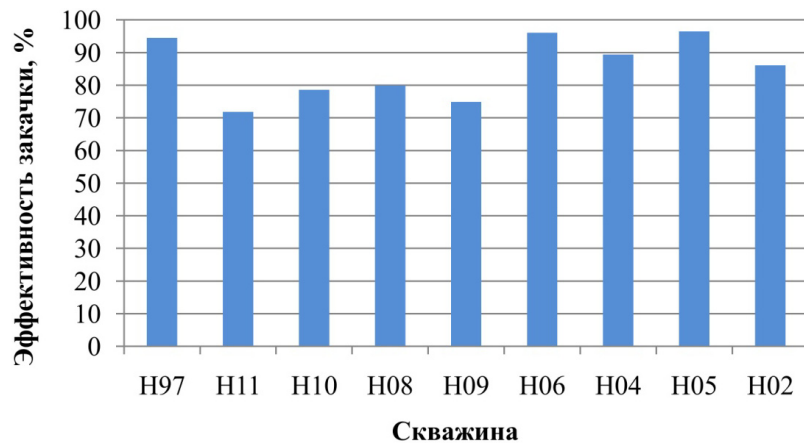


Рис. 5. Эффективность закачки по скважинам

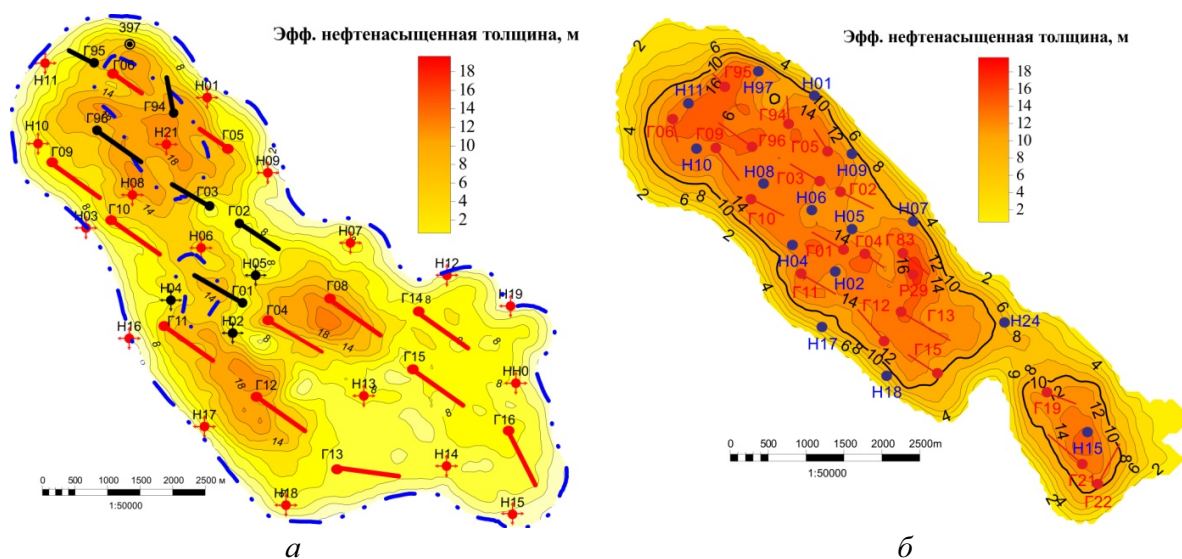


Рис. 6. Размещение эксплуатационных скважин в проекте и на основании ПДГТМ

тировать размещение скважин в ранее неразбуренных районах (рис. 6, а – размещение скважин на основе первоначальных данных, рис. 6, б – размещение скважин по обновленным данным).

Проводка горизонтальных скважин. Результаты эффективности проводки (геологического сопровождения бурения) стволов горизонтальных скважин по песчаникам без создания адекватной модели и с учетом постоянного мониторинга можно увидеть на следующих примерах. Так, бурение скважины Г82 без подготовки качественной структурно-тектонической и геологической моделей привело к тому, что большая часть горизонтального участка была пробурена вне пласта (после записи инклинометрии), выходящий с забоя на данном участке шлам показывал смесь песчаников и алевролитов (рис. 7).

После записи инклинометрии и интерпретации комплекса геофизических исследований скважин было установлено, что этот интервал проведен по алевролитам, которые относятся к неколлекторам (рис. 7). После освоения скважины был получен

дебит около 8 т/сут., который снизился до 3 т/сут. в течение 2 месяцев. Далее принято решение о бурении еще одного горизонтального ствола посредством боковой зарезки. На основе подготовленной к началу бурения второго ствола модели с учетом переинтерпретации данных 3D сейсморазведки заложен проектный профиль-траектория горизонтальной скважины Г83. В результате геологического сопровождения с учетом мониторинга модели месторождения получена 100 % эффективность проводки ствола скважины по песчаникам (рис. 8).

После освоения данной скважины получен начальный дебит 150 т/сут. В декабре 2010 г. скважина работала с дебитом 120 т/сут.

Выводы

1. Представлена эффективность использования постоянно действующей геолого-технологической модели при мониторинге и прогнозировании разработки месторождения (на примере пласта Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения Томской области).

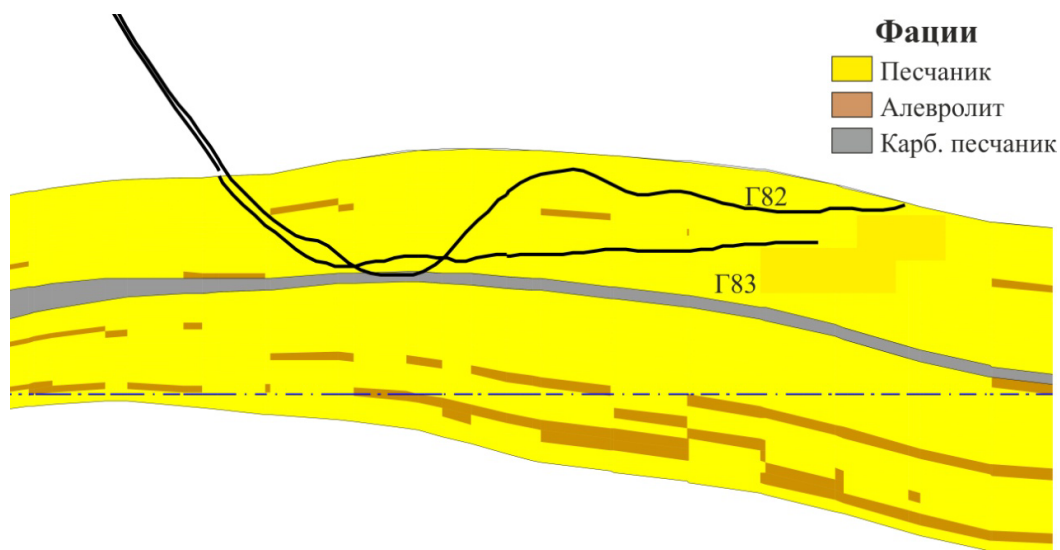


Рис. 7. Сравнение траекторий горизонтальных скважин без обновления ПДГТМ

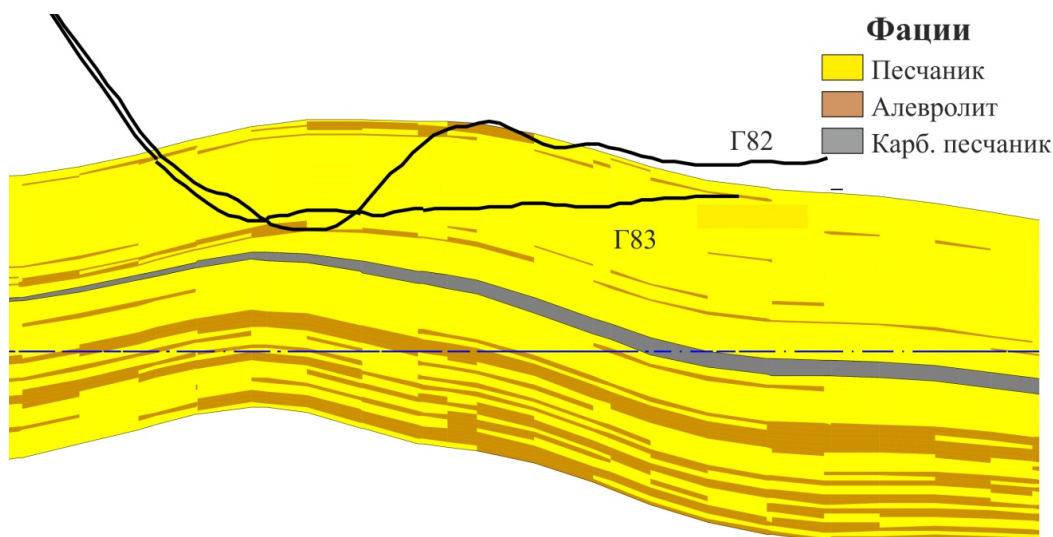


Рис. 8. Сравнение траекторий горизонтальных скважин с учетом обновления ПДГТМ

2. Отражена организация взаимодействия между геологическим и гидродинамическим моделированием при первоначальном построении моделей и при их адаптации в процессе мониторинга разработки.
3. Обоснована и подтверждена возможность разработки нефтяной залежи с толщинами от 2 до 12 м горизонтальными скважинами.
4. Показана количественная оценка эффективности системы поддержания пластового давления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Минтопэнерго России, 2000. – 60 с.
2. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых

отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 295 с.

3. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2002. – 596 с.

Поступила 12.01.2011 г.