DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-4-29-37

УДК 622.276

Н.Р. Яркеева, А.Р. Нуртдинов, Д.В. Имангулов (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ПРОГНОЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ОСНОВЕ 2D МОДЕЛИ ПЛАСТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Natalya R. Yarkееva, Azamat R. Nurtudinov, Dinis V. Imangulov
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

FORECAST OF SIDETRACKING EFFICIENCY ON THE BASIS OF WESTERN SIBERIA OIL FIELD 2D MODEL

Введение

Гидродинамическое моделирование представляет собой мощный аппарат решения геологических задач, используемый при планировании, эксплуатации и при диагностике пласта на всех стадиях разработки месторождения.

Зарезка боковых стволов - это эффективная технология, которая позволяет увеличить добычу нефти на старых месторождениях, вернуть в эксплуатацию ранее простаивающие нефтяные скважины. Путем забуривания боковых стволов в разработку вовлекаются ранее недренируемые участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Цели и задачи

Целью работы является расчёт прогнозных показателей проведения зарезки бокового ствола на основе гидродинамического симулятора.

Результаты

Представлена 2D модель пласта, на основе которой выполнен прогноз результатов применения зарезки бокового ствола, дана оценка эффективности и изменения показателей добычи проектных скважин при заданном режиме работы.

Background

Hydrodynamic modeling is a powerful tool for solving geological problems used in the planning, operation and formation diagnostics for all stages of oil field development.

Sidetracking is an effective technology that allows you to increase oil production at old oil fields, to return to operation previously idle oil wells. By drilling the sidetracks, previously undrained sections of the reservoir are involved in the development, as well as hard-to-recover oil reserves, the extraction of which has not previously been possible.

Aims and Objectives

The aim of the work is to calculate the projected indicators for carrying out the sidetracking based on a hydrodynamic simulator.

Results

A 2D reservoir model is presented, on the basis of which the forecast of the sidetracking application results was made, the effectiveness and changes in the production wells performance at the given operating mode were estimated.

Ключевые слова: гидродинамический симулятор; зарезка бокового ствола; одно-слойная модель; прогнозирование геолого-технического мероприятия

Key words: hydrodynamic simulator; sidetracking; single layer model; forecasting geological and technical measures

Как известно, многие крупные нефтегазовые залежи Западной Сибири находятся на старых месторождениях. В таких условиях становится актуальным бурение и ввод в эксплуатацию боковых стволов с вертикальным или горизонтальным окончанием. Данный вид геолого-технического мероприятия положительно влияет на показатели эксплуатации скважин, способствует подключению к разработке дополнительной части остаточной нефти и «застойных» участков месторождений. Он становится одним из основных способов восстановления бездействующих и увеличения производительности малодебитных скважин.

Основными причинами бездействия добывающих скважин на месторождениях являются негерметичность эксплуатационной колонны, заколонные перетоки и технические причины, связанные в основном с аварийностью фонда. Значительная часть аварийных скважин может быть восстановлена и введена в эксплуатацию только путем зарезки вторых стволов из существующего ствола.

Применение технологии зарезки бокового ствола (ЗБС) повышает коэффициент нефтеотдачи пласта и может рассматриваться как один из способов уплотнения сетки скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и существенно снизить затраты на её освоение. Применяются различные технологии проведения ЗБС на скважинах бездействующего фонда: вырезание участка колонны, бурение с отклоняющегося клина и другие. Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов, как правило, ниже её среднего значения по месторождению, а затраты на их строительство окупаются в течение 1-2 лет. Дополнительный эффект можно получить от совмещения

зарезки боковых стволов с другими технологиями (гироразрыв пласта, пологие скважины и тд).

Классическим решением при ЗБС считается вырезание участка нефтяной колонны, т.е. участка с нужной протяженностью. Однако данный метод подразумевает существенные недостатки:

- шанс, что вырезание участка пройдет в течение одного спуска оборудования, крайне мал, и потребуются регулярная смена устройства для вырезания;
- технология требует монтажа дополнительного мостового элемента, на котором производится наращивание основного цементного моста в дальнейшем;
- процедура наработки желоба и бурения ствола длится довольно долго, поскольку применяются инструменты небольшого диаметра;
- возможно появление такой проблемы бурения боковых стволов скважин, как затрудненность прохождения долота при большом зенитном угле: работа трубореза способствует сильному износу и повышает опасность поломки.

В связи с тем, что большая часть современных скважин имеет наклонную конструкцию, а точка зарезки определяется на криволинейном отрезке, азимут можно вычислить заранее. По этой причине нецелесообразно вырезание большого куска колонны, поскольку длина должна быть такой, чтобы обеспечить выход бурильной колонны. Таким образом, протяженность вырезанного куска варьируется в пределах 6-10 м, и точный показатель зависит от диаметра трубы и ряда проектных факторов.

Цифровые модели пласта подразделяются на статические и динамические. В ста-

тических моделях свойства и параметры пласта не меняются со временем, и данный вид моделей представляет собой геологическую модель пласта. Динамические модели представляют собой фильтрационные модели пласта, показывающие степень выработки пластов в зависимости от времени и планируемых мероприятий, таких как ввод и вывод объектов эксплуатационного фонда или интенсификация добычи полезных ископаемых.

Геологическое моделирование включает:

- построение детальной трехмерной литологической модели пласта;
- пространственное прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств;
- достоверный подсчет геологических запасов;
- анализ достоверности полученных результатов (анализ неопределенностей);
- планирование бурения.

Гидродинамическое моделирование включает в себя:

- построение достоверной фильтрационной геологической модели;
- подбор оптимальной схемы разработки;
- планирование геолого-технических мероприятий с целью интенсификации разработки;
- экономическое обоснование разработки месторождений.

В нашем случае для оценки эффективности геолого-технического мероприятия используется 2D модель пласта.

2D модель - это однослойная двухфазная цифровая гидродинамическая модель с автоподбором коэффициентов уравнения пьезопроводности.

Задачи моделирования:

- закрепление проницаемости;
- контроль энергетического состояния;
- оценка скин-фактора;
- оценка эффективности системы ППД;
- прогноз технологических показателей.

При этом существуют ограничения применения данной модели:

- газовые месторождения;
- давление насыщения близкое к начальному пластовому;
- подпор воды снизу залежи;

- месторождение с двойной пористостью/проницаемостью;
- месторождения с высокой неоднородностью.

В основу фильтрационной модели положены уравнения материального баланса в сочетании с уравнениями движения, которые замыкаются начальными и граничными условиями и формулируются в зависимости от локального характера потока.

Основная задача при построении 2D модели пласта заключается в определении двух параметров пласта: проницаемости и пластового давления, согласованных с данными о режиме работы добывающих скважин.

2D модель пласта дает возможность отслеживать динамику выработки остаточных запасов нефти, производить более точный прогноз добычи нефти и газа, моделировать геолого-технические мероприятия по повышению нефтеотдачи и эффективности работы предприятия, рассчитывать наиболее рациональные и эффективные с экономической точки зрения варианты разработки продуктивных пластов.

При адаптации модели учитывается история разработки и фактические данные о проведенных гидродинамических исследованиях на скважинах. Адаптация производится для каждой скважины выбранного участка.

Модель считается адаптированной, если расчетные данные по накопленной добыче жидкости, добыче нефти, а также расчетные и фактические результаты пластового давления лежат в 10-20 %-ном коридоре отклонения (в зависимости от параметра).

Основные требования к адаптации модели:

1. интегральная адаптация модели на фактические данные разработки месторождения. Допускается отклонение от исторических значений не более 10 % по добыче нефти, жидкости, закачки, пластового давления;
2. сходимость значений $R_{пл}$ в коридоре ± 10 %;
3. адаптация истории работы скважин по текущему дебиту и накопленной добыче нефти допускается с максимальным расхождением в 20 %;

4. сходимость значений обводненности ЗБС не должна превышать +/- 15 % (абсолютное отклонение);
5. перезакрепление коэффициента проницаемости k при факте проведения ГТМ (ГРП, ЗБС);
6. на скважинах, где расчетную проницаемость невозможно получить через общий алгоритм автоопределения, ее закрепление производить индивидуально, способом ручного вычисления;
7. в модели не должно быть скважин с отрицательным давлением на забое скважины $P_{\text{заб}}$ и скважин с пластовым давлением $P_{\text{пл}}$, расчетно меньшим фактического текущего $P_{\text{заб}}$;
8. при адаптации работы нагнетательных скважин учитываются в максимально полном объеме результаты геофизических исследований;
9. при адаптации учитываются результаты геолого-технических мероприятий (ГТМ) как на добывающем, так и на нагнетательном фонде;
10. количество скважин с недостижением расчетного дебита жидкости (более

+/- 20 % к расчетному) по ГТМ не должно превышать 10 % от их общего числа;

11. участки-кандидаты под ЗБС по скважинам ближайшего окружения должны иметь высококачественную адаптацию истории работы скважин, особенно по объемам закачки воды и динамике обводнения.

Рассмотрим расчёт эффективности ЗБС для двух разных участков месторождения на основе 2D модели пласта.

Результаты адаптации первого участка месторождения, выбранного для проведения ЗБС, приведены на рисунке 1.

Накопленные показатели входят в 20 %-ный интервал допустимой погрешности. Расчет эффективности основывается на разности значений накопленной добычи нефти для прогноза без проведения ГТМ и прогноза с проведением ГТМ. Полученная разность и есть эффект от проведения мероприятия.

Запускные параметры и динамика падения основных технологических показателей представлены в таблице 1 и на рисунке 2.

Построены карты текущей насыщенности и карта расчетного пластового давления, представленные на рисунках 3 и 4.

Рисунок 1. Результаты адаптации

Таблица 1. Результаты расчета

№ скважины	Отход	Результаты моделирования				
		Азимут трещин многостадийного гидроразрыва пласта	Первый месяц			Накопленная добыча нефти за 5 лет, тыс. т
			Дебит жидкости, м³/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	
222	СЗ 720	157	115	9	92	10,7

Рисунок 2. Динамика падения основных технологических параметров

Рисунок 3. Карта текущей насыщенности

Рисунок 4. Карта расчетного пластового давления

Полученные результаты говорят о рисках высокого давления, низких запускных дебитах по нефти и высокой обводненности, поэтому проведение ГТМ на данном участке нецелесообразно.

Результаты адаптации второго участка месторождения, выбранного для проведения ЗБС, приведены на рисунке 5. Накопленные

показатели входят в 20 %-ный интервал допустимой погрешности.

Запускные параметры и динамика падения основных технологических показателей представлены в таблице 2 и на рисунке 6.

Карты текущей насыщенности и карта расчетного пластового давления представлены на рисунках 7 и 8.

Рисунок 5. Результаты адаптации

Таблица 2. Результаты расчета

Скважина №	Отход	Результаты моделирования				
		Азимут трещин многостадийного гидроразрыва пласта	Первый месяц			Накопленная добыча нефти за 5 лет, тыс. т
			Дебит жидкости, м³/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	
111	-	157	68	33	47	20,2

Рисунок 6. Динамика основных технологических параметров

Рисунок 7. Карта текущей насыщенности

Рисунок 8. Карта расчетного пластового давления

Полученные результаты запусковых параметров говорят о потенциально высокой успешности проведения технологии ЗБС на данном участке.

Выводы

Рассмотрена технология проведения зарезки бокового ствола, произведен расчёт прогнозных показателей данного геолого-технического мероприятия на основе гидродинамического симулятора, представляющего собой 2D модель одного из пластов место-

рождения Западной Сибири. Данная модель пласта дала возможность спрогнозировать геолого-техническое мероприятие, оценить его эффект и проследить за динамикой показателей добычи проектных скважин при заданном режиме работы.

Выполнены расчеты по двум вариантам проведения технологии зарезки бокового ствола на разных участках месторождения. Полученные результаты показали высокую успешность зарезки ствола для второго варианта.

Список литературы

1. Карлсон М.Р. Практическое моделирование нефтегазовых пластов. Ижевск: ИКИ, 2012. 944 с.
2. Шенбергер В.М., Зозуля Г.П. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах. Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. 573 с.
3. Worthington P.F., Cosentino L. The Role of Cutoffs in Integrated Reservoir Studies // SPE REE. 2005. P. 276-290.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Ижевск: ИКИ, 2004. 307 с.
5. Еленец А.А. Критерии оценки выработки запасов нефти, влияющие на выбор участка для секторного геолого-гидродинамического моделирования, в рамках проектирования боковых стволов // Нефтегазовое дело. 2011. № 4. С. 50-65.
6. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Ижевск: ИКИ, 2004. 416 с.

References

1. Karlson M.R. *Prakticheskoe modelirovanie neftegazovykh plastov* [Practical Modeling of Oil and Gas Reservoirs]. Izhevsk, ICS, 2012. 944 p. [in Russian].
2. Shenberger V.M., Zozulya G.P. *Tekhnika i tekhnologiya stroitel'stva bokovykh stvolov v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh* [Technique and Technology of the Construction of Sidetracks in Oil and Gas Wells]. Tyumen, TIU, 2006. 573 p. [in Russian].
3. Worthington P.F., Cosentino L. The Role of Cutoffs in Integrated Reservoir Studies. *SPE REE*, 2005, pp. 276-290.
4. Mirzadzhanzade A.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. *Modelirovanie protsessov neftegazodobychi* [Modeling of Oil and Gas Production Processes]. Izhevsk, ICS, 2004. 307 p. [in Russian].
5. Elenets A.A. Kriterii otsenki vyrabotki zapasov nefti, vliyayushchie na vybor uchastka dlya sektornogo geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniya, v ramkakh proektirovaniya bokovykh stvolov [Oil Reservoir Depletion Estimation Criteria to Select the Area for Sector Geological Hydrodynamic Modeling within the Side Tracking Design by Example of Vatiegan Oil Field]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2011, No. 4, pp. 50-65. [in Russian].
6. Aziz X., Settari E. *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem* [Mathematical Modeling of Formation Systems]. Izhevsk, ICS, 2004. 416 p. [in Russian].

Авторы

• Яркеева Наталья Расатовна, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Разведка и разработка
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: yarkeevan@yandex.ru

• Нуртдинов Азамат Ришатович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Магистрант кафедры «Разведка и разработка
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: azhmet@bk.ru

• Имангулов Динис Вадимович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Студент кафедры «Разведка и разработка
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: dinis.imangulov@gmail.com

The Authors

• Yarkeeva Natalya R., Candidate of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Development and Exploitation
of Oil and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: yarkeevan@yandex.ru

• Nurtidinov Azamat R.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Development
and Exploitation of Oil and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: azhmet@bk.ru

• Imangulov Dinis V.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Development and Exploitation
of Oil and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: dinis.imangulov@gmail.com