

ВИРТУАЛЬНЫЙ ЗАМЕР ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

RESERVOIR PRESSURE CALCULATION ON A REAL TIME BASIS

В. Г. Зипир

Vladislav G. Zipir

ТПП «Ямалнефтегаз»

ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь»,

г. Салехард, Российская Федерация

TPP Yamalneftgaz

LLC LUKOIL — Western Siberia,

Salekhard, Russian Federation

Актуальность исследования обусловлена необходимостью непрерывного контроля режима истощения газоконденсатных залежей на начальной стадии разработки месторождения. При запуске нового актива в эксплуатацию происходит постепенное накопление истории по истощению залежи. Однако именно на данной стадии важно получить достаточно информации для повышения точного планирования уровней добычи газа. В основе стратегических расчетов лежит гидродинамическая модель, прогнозная способность которой зависит от точности адаптации и количества проведенных исследований. Однако для накопления достаточной базы по исследованиям скважин необходимо время. Поэтому разработана методика, позволяющая проводить виртуальный замер пластового давления в режиме реального времени для получения дополнительной информации, которая используется для повышения точности стратегических прогнозов.

Цель: повысить точность стратегического планирования за счет применения методики виртуальных замеров для получения дополнительной информации об истощении залежи.

Объект: газовые и газоконденсатные активы в составе Большехетской впадины.

Методы: индивидуальный подход по применению разработанной методики для каждой скважины.

Результаты. Разработана методика, позволяющая повысить точность стратегического планирования за счет применения виртуальных замеров пластового давления в режиме реального времени.

The relevance of research is due to the necessity of gas-condensate reservoir depletion control on the initial stage of field development. Well-testing history accumulation is the main part of green field exploitation. Nevertheless, it is very important to have enough input information for the accurate field strategy planning. Simulation model is used for long-range calculation and the accuracy of such calculation depends on the amount of well-testing data. But it is necessary to wait for this data. For this purpose reservoir pressure calculation methodology is developed that allows to get more information about reservoir depletion and increase the accuracy of long-range strategy calculation.

The main aim of the study is to increase long-range planning accuracy by means of developed approach of reservoir pressure calculation on a real time basis.

Object of research: gas and gas-condensate fields of Bolshehetskaya depression.

Methods of research: customized approach of reservoir pressure calculation according to each well characteristic.

Research results. Methodology for increasing of long-range planning accuracy by means of reservoir pressure calculation on a real time basis was developed.

Ключевые слова

виртуальный замер;
истощение залежи;
газодинамические исследования
скважин; гидродинамическая
модель пласта

Key words

virtual measuring;
reservoir depletion; well testing;
simulation model

Введение

Классический подход, применяемый для газовых и газоконденсатных активов, подразумевает разработку месторождения на истощение, то есть без поддержания пластового давления. Транспортировка флюида от скважин до пункта сбора и подготовки продукции и далее по магистральному газопроводу на ранней стадии разработки месторождения, как правило, происходит за счет энергии пласта [1]. Поэтому основным критерием рациональной разработки и выполнения точных прогнозов является контроль пластового давления. Однако на ранней стадии разработки месторождения исторических данных недостаточно для проведения полноценного анализа.

При разработке нового газового актива важно рационально спланировать процесс исследования режима истощения за счет постоянного мониторинга эксплуатационного режима работы добывающего фонда и проведения газодинамических исследований (ГДИ). Точность настройки и степень прогнозной способности моделей для расчета уровней добычи зависит от количества и качества проведенных исследований [2].

На начальном этапе разработки идет накопление истории по исследованиям скважин и необходимо применять методы оперативного анализа для получения дополнительной информации о состоянии выработки залежи. В работе рассматривается применение разработанной методики для мониторинга истощения газовых залежей в режиме реального времени, что позволяет повысить точность стратегического планирования на начальном этапе разработки месторождения.

Существующие методики

Существующие методики анализа состояния истощения залежи основаны на работе с объемом накопленной информации по исследованию скважин и с фактическими замерами. Однако количества исследований на начальной стадии разработки недостаточно для проведения точных анализов и прогнозов. Далее рассмотрены основные методы, позволяющие определить тренд изменения пластового давления со временем.

А. Использование гидродинамической модели пласта (ГДМ) для оценки изменения состояния залежи в процессе эксплуатации является наиболее распространенным и точным способом. Фильтрационная модель строится на основе геологической модели, которая на-

деляется динамическими характеристиками. Прогнозная способность ГДМ зависит от качества и количества исходной информации. Однако на начальной стадии разработки месторождения накопленной истории по эксплуатации недостаточно для качественной настройки модели и возникает необходимость в проработке дополнительных инструментов для определения тренда снижения пластового давления индивидуально для каждой скважины [3].

В. Метод материального баланса (МБ) позволяет учитывать изменение пластового давления в динамике с учетом накопленной добычи газа. Методика позволяет получить точные результаты лишь для залежей, представленных хорошо выраженными, непрерывными коллекторами [4]. Однако при оценке сложнопостроенных линзовидных залежей, разбитых на многочисленные тектонические блоки, применение метода МБ зачастую дает низкую сходимость фактических и прогнозных показателей. Методика применяется в основном для определения среднего пластового давления залежи. Эти данные не могут быть использованы для настройки гидродинамической модели пласта, так как в модели каждая скважина настраивается индивидуально с учетом фактических отборов газа.

С. Наиболее оперативным способом оценки и прогнозирования падения пластового давления в зоне дренирования скважины является построение трендов по существующим замерам, полученным при проведении газоконденсатных исследований (рисунок 1). Для применения методики необходимо наличие как минимум двух фактических замеров пластового давления, сделанных во время эксплуатации скважины. Методика обладает высокой прогнозной способностью в рамках краткосрочных периодов при неизменных отборах с дренируемой зоны. Однако смена режима работы газовых скважин может существенно сказаться на интенсивности снижения пластового давления, в результате чего погрешность прогноза будет увеличиваться со временем.

Д. Подход основан на применении аналитических формул для пересчета пластового давления от устьевых показателей скважины. Рассмотрим методику по пересчету давления от устья к забою через затрубное пространство с допущением, что флюид в зоне между насосно-компрессорными трубами (НКТ) и обсадной колонной находится в статическом

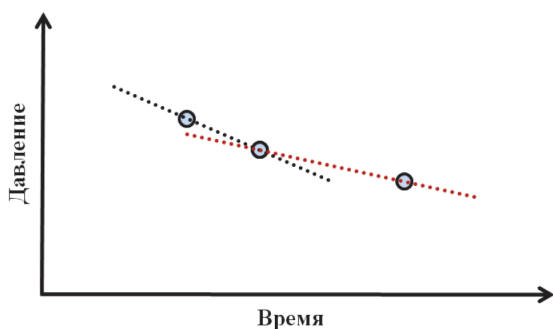


Рисунок 1. Тренды снижения пластового давления

состоянии. Расчетная формула выведена для средних характеристик флюида, находящегося в затрубном пространстве [5]:

$$P_{\text{заб}} = P_y \times e^S,$$

где $P_{\text{заб}}$ — забойное давление, МПа;

P_y — устьевое давление, МПа.

$$S = \frac{\rho_{\text{отн}} \times H}{Z_{\text{ср}} \times T_{\text{ср}}},$$

где $\rho_{\text{отн}}$ — относительная плотность газа;

H — глубина скважины по вертикали, м;

$Z_{\text{ср}}$ — средний коэффициент сжимаемости газа;

$T_{\text{ср}}$ — средняя температура в затрубном пространстве, К.

Приведенная формула описывается лишь средними показателями состояния газа в затрубном пространстве. Если рассматривать газовый конденсат, то состав смеси будет существенно варьироваться с глубиной при изменении давления. Если воронка НКТ спущена не до глубины перфорации, то в работающей скважине будут возникать потери давления на трение при движении от зоны перфорации до глубины спуска НКТ. В этом случае необходимо учитывать динамические потери давления при пересчете. В качестве примера рассмотрим применение методики для скважин Находкинского месторождения, где добываемый флюид — сухой газ, а глубина залежи 1000 м. Сравнивались значения давления, рассчитанные по формуле, и значения, полученные при проведении газодинамических исследований с прямым замером пластового давления. Максимальная погрешность составила 0,2 МПа, что составляет 4,5 % от текущего пластового давления и 40 % от максимально допустимой депрессии на пласт (рисунок 2).

Применение аналитических формул позволяет выполнить пересчет пластового давления по затрубному пространству работающей

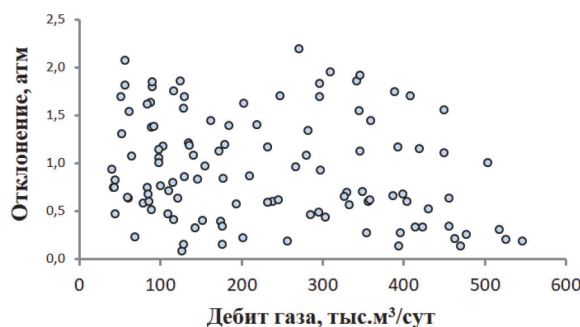


Рисунок 2. Погрешность метода

скважины. Однако погрешности, полученные при пересчете, могут быть существенными для конкретных термобарических условий эксплуатации месторождения. Необходимо уделять особое внимание учету динамических потерь давления, которые могут вносить весомый вклад в погрешность при пересчете давления от устья к забою.

Разработанная методика

В работе предлагается применение методики определения пластового давления в режиме реального времени на основе технологических показателей работы газоконденсатных скважин. Методика заключается в пересчете пластового давления от имеющихся замеров дебита и буферного давления, то есть имитация расчета потерь давления в обратном направлении от устья к забою с использованием специализированного программного продукта. Важно, что для определения пластового давления не требуется производить остановку скважины, что приведет к потере добычи газа. Индивидуальный подход к каждой скважине позволяет повысить точность рассчитываемого значения пластового давления. Основные преимущества методики:

- используется композиционная модель флюида, отражающая изменение физико-химических свойств смеси при изменяющихся термобарических условиях;
- индивидуальная настройка режима работы скважины на фактическое газоконденсатное исследование;
- продуктивность скважины используется от последнего кондиционного исследования;
- применяются корреляции, позволяющие учесть многофазный режим течения потока газовой смеси и корректно воспроизвести потери давления по стволу скважины;
- воспроизведение температурного режима течения смеси по стволу скважины.

После успешных испытаний на Находкинском газовом месторождении разработанная методика внедрена в процесс мониторинга истощения Пякяхинского газоконденсатного актива, введенного в разработку в начале 2017 г., где сейчас идет накопление истории ГДИ. Скважины пробурены сложной конструкции с горизонтальным окончанием. Глубина по стволу в среднем составляет 3500–4000 м. Воронка НКТ спущена до глубины подвески хвостовика. Добываемый флюид — газ и газовый конденсат.

На сегодняшний день методика активно используется для получения дополнительных точек пластового давления, необходимых для адаптации ГДМ. На момент начала применения разработанной методики был низкий охват фонда исследованиями. По 65 % фонда в наличии имелось всего лишь одно ГДИ при освоении скважины. Данное исследование позволяет оценить начальное пластовое давление, однако не позволяет выполнить построение

трендов пластового давления, так как для построения трендов необходимо как минимум два замера. Разработанная методика позволила подойти индивидуально к каждой скважине и рассчитать тренды снижения пластового давления по данной части фонда (рисунок 5).

По 35 % фонда на момент начала применения методики в наличии имелось два ГДИ. Однако первое исследование было сделано при освоении скважин в период, когда месторождение не было запущено в промышленную эксплуатацию. Построение трендов пластового давления напрямую по двум точкам не представляется возможным, так как первая точка будет искажать значение построения тренда. Разработанная методика позволила определить изменение пластового давления для рассматриваемых скважин и получить дополнительные виртуальные замеры для адаптации ГДМ Пякяхинского месторождения (рисунок 6).

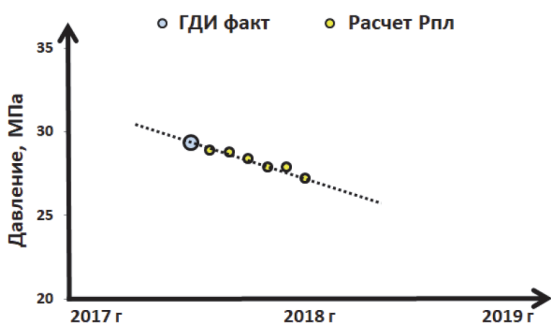


Рисунок 5. Применение методики при наличии одного ГДИ

Выводы

Начальная стадия разработки месторождения является важным этапом, на котором необходимо как можно скорее изучить пласт. Любой метод, показывающий обоснованное схождение с фактическими данными, может и должен быть использован. Применение разработанной методики позволило нивелировать недостаток исходных данных за счет получения дополнительных искусственных замеров. Данные искусственные замеры были напрямую использованы для настройки ГДМ Пякяхинского месторождения, которая является основным инструментом для проведения

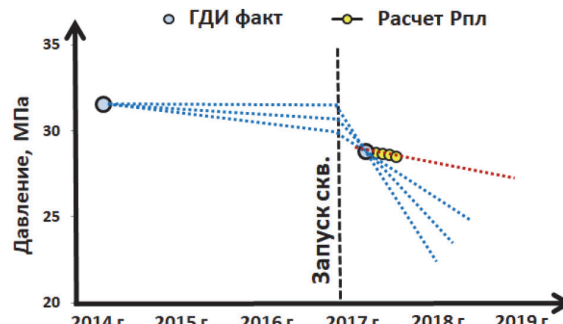


Рисунок 6. Применение методики при наличии двух ГДИ

стратегических расчетов уровней добычи по активу. На сегодняшний день проведены новые исследования, подтвердившие высокую прогнозную способность разработанной методики. Правильный подход к анализу получаемых при использовании методики расчетных значений пластового давления позволил получить погрешность от 2 % до 7 % в краткосрочной перспективе. Важно отметить, что методика не заменяет проведение полноценного исследования на скважине и должна использоваться как дополнительный инструмент для получения оперативной информации об истощении залежи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ahmed T., McKinney P. *Advanced Reservoir Engineering*. Houston: Gulf Professional Publishing, 2005. 424 p.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Изд-во Струна, 1998. 626 с.
3. Зипир В.Г. Базовые принципы построения интегрированной модели разрабатываемого месторождения углеводородов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: матер. X Всеросс. науч.-техн. конф. Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2017. С. 142–145.
4. Dake L.P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Science, 1998. 498 p.
5. Зотова Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
6. William D., McCain Jr. *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1989. 548 p.

REFERENCES

1. Ahmed T., McKinney P. *Advanced Reservoir Engineering*. Houston, Gulf Professional Publishing, 2005. 424 p.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

ABOUT THE AUTHOR

Зипир Владислав Геннадьевич, руководитель группы внедрения и сопровождения интегрированной модели, ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ— Западная Сибирь», г. Салехард, Российская Федерация; аспирант направления «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр» Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Российская Федерация

Vladislav G. Zipir, Head of Integrated Modeling Department, TPP Yamalneftegaz LLC LUKOIL — Western Siberia, Salekhard, Russian Federation; Postgraduate Student in the Field «Mining and Oil and Gas Field Geology, Geophysics, Mine Surveying and Subsoil Geometry», Engineering School of Natural Resources, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

e-mail: Vladislav.Zipir@lukoil.com

2. Zakirov S.N. *Razrabotka gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdenii* [Development of Gas, Gas Condensate and Oil and Gas Condensate Fields]. Moscow, Struna Publ., 1998. 626 p. [in Russian].

3. Zipir V.G. Bazovye printsiipy postroeniya integrirovannoi modeli razrabatyvaemogo mestorozhdeniya uglevodorodov [Basic Principles for Building an Integrated Model of a Hydrocarbon Field Being Developed]. *Materialy X Vserossiiskoi nauchno-tehnicheskoi konferentsii «Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh»* [Materials of the X All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of the Development of Hydrocarbon and Ore Mineral Deposits»]. Perm: PNIPU Publ., 2017, pp. 142–145. [in Russian].

4. Dake L.P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam, Elsevier Science, 1998. 498 p.

5. Zotova G.A., Aliev Z.S. *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* [Instructions for the Comprehensive Study of Gas and Gas Condensate Reservoirs and Wells]. Moscow, Nedra Publ., 1980. 301 p. [in Russian].

6. William D., McCain Jr. *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, PennWell Publishing Company, 1989. 548 p.