

Новые математические методы адаптации геолого-технологических моделей сеноманских газовых залежей

А.В. Красовский

к.т.н., зам. генерального директора по научным и проектным работам в области разработки и эксплуатации газовых месторождений¹

Krasovskiy@tngg.ru

З.Н. Шандрыголов

зав. лабораторией геолого-технологического моделирования разработки месторождений¹

Shandrygolov@tngg.info

С.Ю. Свентский

зав. лабораторией проектирования и управления разработкой газовых месторождений¹

SventskySU@tngg.ru

М.А. Казанцев

инженер 2 категории лаборатории геолого-технологического моделирования разработки месторождений¹

KazantsevMA@tngg.ru

¹ООО «ТюменьНИИГипрогаз», Тюмень, Россия

В данной статье рассматривается алгоритм адаптации пластового давления гидродинамической модели газового месторождения на примере модели сеноманской залежи Юбилейного НГКМ. В рамках работы проанализированы методы определения фильтрационно емкостных свойств (ФЕС) пласта и их погрешности. Составлен алгоритм создания куба модификаторов ФЕС пласта, учитывающий погрешности определения этих параметров при построении геологической модели. Разработанная методика применена на практике, проведен анализ результатов адаптации.

Материалы и методы

Изучение литературных источников, научных публикаций по теме работы.

Ключевые слова

гидродинамическая модель, адаптация, куб модификаторов ФЕС, определение ФЕС

Одним из важных этапов создания гидродинамической модели является процесс адаптации, заключающийся в корректировке параметров пласта с целью достижения наилучшей сходимости между фактическими и модельными показателями разработки. Корректировке подвергаются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта, в определении которых присутствует погрешность.

На сегодняшний день существует ряд специализированных программных продуктов предназначенных для адаптации пластового давления гидродинамических моделей модификацией ФЕС. Модификация параметров модели происходит до тех пор, пока не будет достигнуто сходство расчетных и модельных показателей в пределах допустимой погрешности корректируемого параметра. Адаптированная модель объекта разработки в дальнейшем используется для расчета прогнозных показателей разработки [1].

Актуальность данной работы обуславливается тем, что существующие на сегодняшний день методы и программные продукты, упрощающие процесс адаптации, имеют ряд недостатков и не полностью автоматизированы.

Адаптация пластового давления гидродинамических моделей заключается в корректировке ФЕС в регионах модификации, построенных на основе интерполируемой карты значений среднего квадратичного отклонения (СКО) модельных значений от фактических замеров по истории разработки [2].

При построении куба модификаторов возможен учет значений градиентов, показывающих чувствительность модельных значений к изменению выбранного ФЕС. Такой подход к адаптации может повлечь чрезмерную, выходящую за допустимые пределы корректировку параметра, а так же корректировку в регионах, где ФЕС были определены

достаточно достоверно.

Алгоритм адаптации пластового давления, учитывающий карты надежности построения ФЕС пласта, позволяет сохранить адекватные для конкретного месторождения границы варьирования корректируемых свойств и избежать модификации в регионах с достаточно точным определением параметров, и как следствие, адаптировать гидродинамическую модель на фактические показатели разработки.

Для адаптации пластового давления гидродинамической модели Юбилейного месторождения модифицируемым параметром выбрана проницаемость, так как этот параметр имеет высокую степень погрешности определения и не оказывает влияния на начальные геологические запасы.

В гидродинамической модели параметр проницаемости рассчитан по трендовой зависимости пористости, полученной в результате анализа керновых исследований, с учетом данных интерпретации ГИС. Исходя из этого, погрешность определения проницаемости принята как погрешность определения коэффициента пористости.

Алгоритмы определения коэффициентов пористости базируются на петрофизических зависимостях типа «кern-ГИС». Выбор метода определения коэффициента пористости обуславливается массивностью выполненных исследований в скважинах месторождения.

Основной метод определения коэффициента пористости в интервале залегания сеноманских отложений — метод ПС. Основой определения коэффициента пористости по ПС служит корреляционная связь типа «кern-ГИС», при построении которой используются пласты, отвечающие следующим требованиям: толщина не менее 1 метра, плотность анализов не менее 2–3 на 1 метр вынесенного керна.

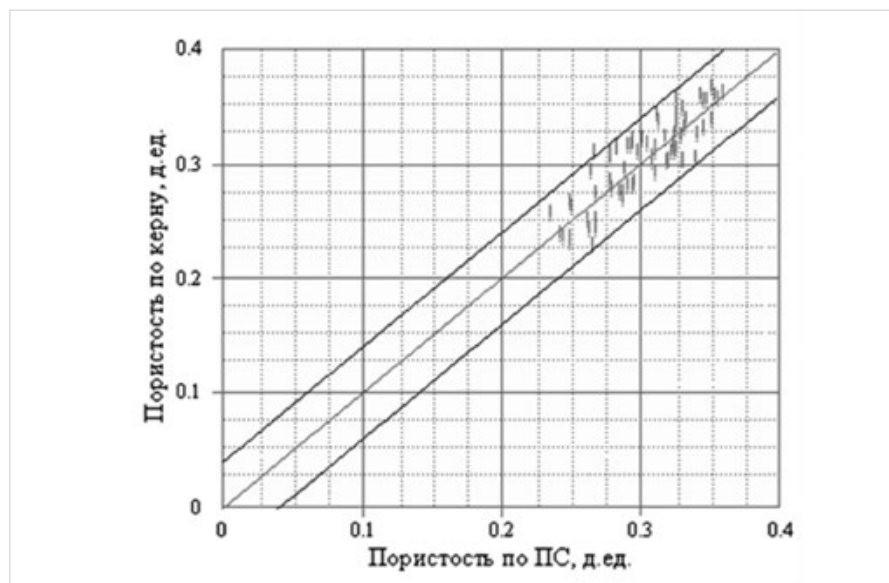


Рис. 1 — Сопоставление коэффициентов пористости по ПС и керну

Достоверность определения пористости по ГИС оценивается сопоставлением с данными определений по керну. При определении пористости с использованием петрофизических связей типа «кern-ГИС» дополнительного обоснования достоверности величин K_n (ГИС) не требуется.

Сопоставление K_n (кern)- K_n (ГИС) (рис. 1) строится по плаstopересечениям, которые выбираются по тем же критериям, что и для построения связей типа «кern-ГИС», т.е. сопоставляются оценки K_n по пластам толщиной не менее 1 м, выносом керна из исследуемых пластов (интервалов, дроблений) не менее 80% и плотностью анализов не менее 3–5 на 1 м вынесенного керна.

Таким образом, точность оценки параметра K_p по ГИС определяется относительной погрешностью определения геофизического параметра апс и относительной погрешностью связи типа «кern-ГИС» (формула 2).

$$\delta_{K_n} = \sqrt{\delta_1^2 + \delta_2^2}, \quad (2)$$

где: δ_{K_n} — погрешность определения пористости по ГИС;
 δ_1 — относительная погрешность определения геофизического параметра апс;

δ_2 — относительная погрешность связи типа «кern-ГИС».

По вышеописанной методике рассчитано значение относительной погрешности определения параметра проницаемости, которая составила 8%. С учетом рассчитанной относительной погрешности определяется диапазон возможного варьирования параметра проницаемости, таким образом, что нижняя граница диапазона равна

$K_{\text{МИН}} = K(K_p) - K(K_p) \cdot \delta_{K_p}$, а верхняя соответственно — $K_{\text{МАКС}} = K(K_p) + K(K_p) \cdot \delta_{K_p}$. Принимая во внимание значения абсолютной проницаемости, полученные после интерпретации ГДИС, границы диапазона варьирования параметра расширены по алгоритму, приведенному на рис. 2.

Из полученного диапазона данных вычислены коэффициенты варьирования адаптируемого параметра по формуле 3

$$N = \frac{K_{\text{СР}} - K_{\text{МИН}}}{K_{\text{СР}}} \quad (3)$$

где: N — коэффициент варьирования проницаемости;
 $K_{\text{СР}}$ — среднее значение проницаемости, мД;
 $K_{\text{МИН}}$ — минимальное граничное значение проницаемости, мД.

Полученные коэффициенты в скважинах интерполированы в пределах границ гидродинамической модели при помощи алгоритма интерполяции Кригинга [3]. Таким образом, получена карта коэффициентов варьирования параметра проницаемости. На основе интерполированной карты в гидродинамической модели выделены регионы модификации проницаемости с примерно одинаковым количеством скважин. Выделение регионов с большим количеством скважин нежелательно, так как одна и та же модификация параметра в регионе может различно повлиять на технологические показатели отдельно рассматриваемой скважины.

Построенная карта варьирования проницаемости используется для модификации параметра, путем корректировки куба гидродинамической модели рассчитанного по зависимости от пористости. На рис. 3

приведены кубы проницаемости гидродинамической модели до и после адаптации.

Итого

Такой подход позволяет адаптировать гидродинамическую модель на фактические показатели разработки путем модификации параметра проницаемости в допустимых пределах погрешности его определения, полученной на основе описанной методики.

Использование описанного подхода для адаптации пластового давления гидродинамической модели сеноманской залежи Юбилейного месторождения привело к снижению СКО до допустимого значения 2,39. На рис. 4 представлено распределение расхождений по пластовому давлению на последнюю точку в модели с фактическими данными по эксплуатационному фонду скважин.

Выводы

Исходя из этого, можно сделать вывод о пригодности адаптированной гидродинамической модели для дальнейшего использования в рамках расчетов прогнозных технологических показателей.

На основании выполненной работы, можно сделать следующие выводы:

- алгоритм разработан на основе существующих методов определения фильтрационно-емкостных свойств породы;
- найдено решение рационального ограничения диапазона варьирования параметра проницаемости;
- разработанный алгоритм создания куба модификаторов позволяет сократить

время, затрачиваемое на адаптацию.

Список используемой литературы

1. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 140 с.
2. Shlumberger, "SimOpt User Guide" version 2007.1, 2007, 336 p.
3. Goeff Bohling. Kriging. C&PE, 2005, 107 p.

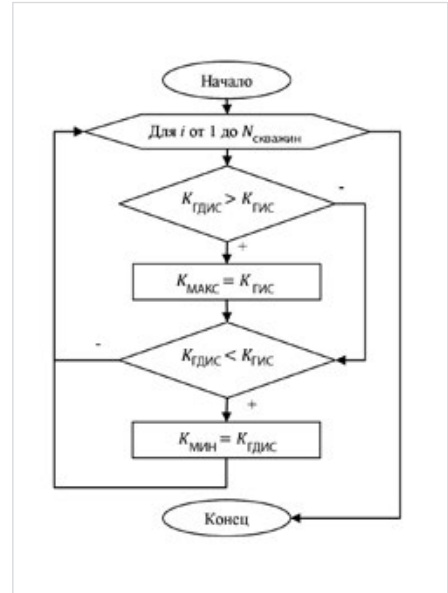


Рис. 2 — Блок-схема расчета границ определения проницаемости

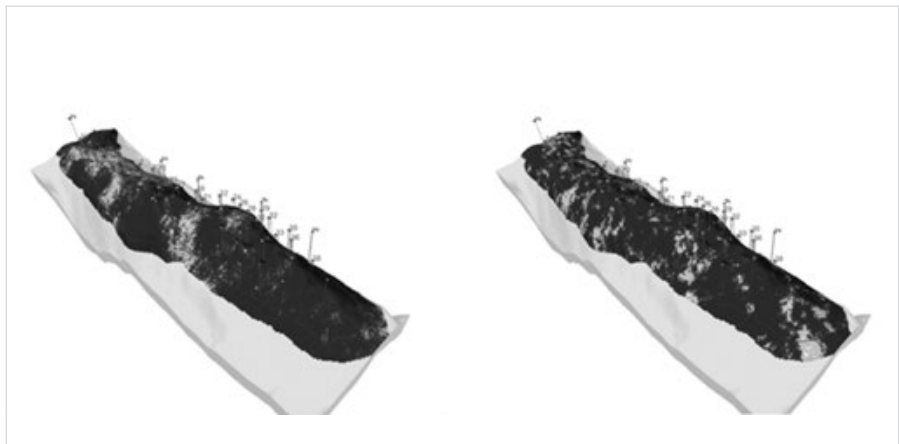


Рис. 3 — Кубы проницаемости гидродинамической модели до (а) и после (б) адаптации

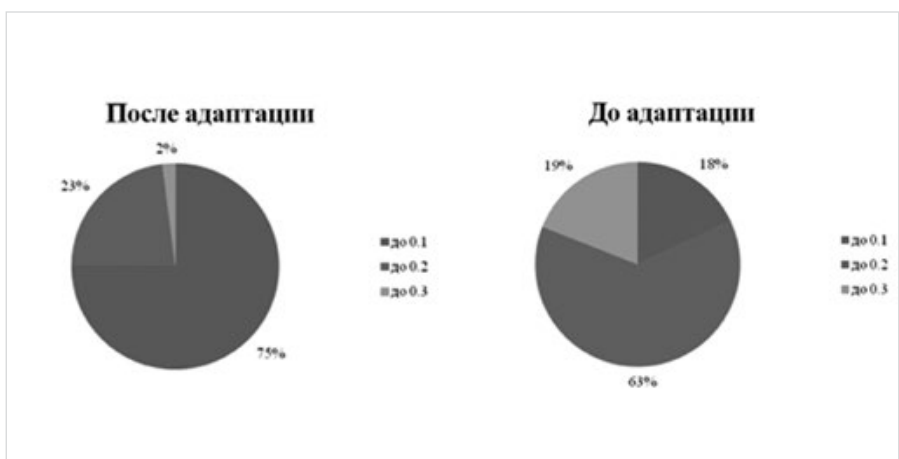


Рис. 4 — Распределение расхождений по пластовому давлению на последнюю точку в модели с фактическими данными по эксплуатационному фонду скважин

New mathematical methods of adaptation of geotechnical models Cenomanian gas pools

UDC 622.276

Authors:

Aleksandr V. Krasovskiy — ph.d., deputy general director on scientific and design work on the development and operation of gas pools¹; Krasovskiy@tngg.ru
Zakhar N. Shandrygolov — laboratory head of geological and technological modeling of pools development¹; Shandrygolov@tngg.info
Sergey Y. Svetskiy — laboratory head of design and manage the development of gas pools²; SvetskiySU@tngg.ru
Maksim A. Kazantsev — laboratory's 2 grade engineer of geological and technological modeling of pools development¹; KazantsevMA@tngg.ru

¹"TyumenNIIgiprogaz" Ltd., Tyumen, Russian Federation

Abstract

This article describes the algorithm of adaptation the reservoir pressure of hydrodynamic model the gas field on the model of the Cenomanian deposits of Yubilejny condensate field. As part of the analyzed methods for determining the filtration reservoir properties (FRP) of the formation and error. Drafted an algorithm of creating FRP cube modifiers, which takes into account error in the determination of these parameters in the construction of the geological model. The developed method is applied in practice, the results of adaptation is analyzed.

Materials and methods

study of literature, scientific publications on the subject of the work

References

1. Kanevskaya R.D. *Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov*

Results

This approach allows us to adapt the simulation model for the development of the actual performance by modifying the parameter of permeability within the permissible limits of error of its determination obtained on the basis of the described technique .
 The use of this approach to adapt the reservoir pressure hydrodynamic model of the Cenomanian deposits of the Yubilejny field has reduced to an acceptable standard deviation values of 2.39. Fig. 4 shows the distribution of differences on the formation pressure at the last point in the model with actual data on wells operated.

Conclusions

On this basis, it can be concluded about the

[Mathematical modeling of hydrodynamic processes of development of hydrocarbon deposits]. Moscow-Izhevsk: *Institute of computer researchments*, 2002, 140 p.

suitability of the hydrodynamic model adapted for use within Predictive technology indicators. Based on the work performed, it is possible to draw the following conclusions:

- algorithm is developed based on existing methods for the determination of reservoir rock properties;
- found rational decision limiting the range of variation of the parameter of permeability;
- developed the algorithm for creating a cube modifiers to reduce the time it takes to adapt.

Keywords

hydrodynamic model, adaptation, FRP cube modifiers, FRP definition

2. Shlumberger, "SimOpt User Guide" version 2007.1, 2007, 336 p.
3. Goeff Bohling. Kriging. C & PE, 2005, 107 p.

ОРГАНИЗАТОР



НЕ ПРОПУСТИТЕ КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ!

Х МЕЖДУНАРОДНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ СИМПОЗИУМ

18 апреля 2014, Москва

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ - 2014

ОСНОВНЫЕ ФОРМАТЫ СИМПОЗИУМА

- **ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ:** узнайте из уст органов власти, регулирующих развитие отрасли, о тенденциях и перспективах развития транспортной инфраструктуры нефтегазового комплекса; системе тарифообразования на транспортировку нефти трубопроводным транспортом; требованиях к промышленной безопасности при эксплуатации трубопроводного транспорта; стандартизации и техническом регулировании в области трубопроводного транспорта и других важнейших аспектах развития отрасли
- **ИНТЕРАКТИВНЫЕ ДИСКУССИИ:** примите участие в обсуждении наиболее актуальных вопросов развития отрасли и получите четкие ответы на волнующие вопросы о проблемах, тенденциях, перспективах развития трубопроводной отрасли от ее ведущих игроков
- **CASE-STUDIES:** получите открытый доступ к инновационным решениям отрасли и уникальному опыту российских и зарубежных лидеров рынка
- **СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА:** заявите лидерам нефтегазовой отрасли о своих услугах, технологиях, оборудовании
- **МНОГОЧИСЛЕННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ НЕФОРМАЛЬНОГО ОБЩЕНИЯ:** установите деловые контакты с основными игроками отрасли во время кофе-брейков, ланчей, коктейль-приема в торжественной и вместе с тем непринужденной атмосфере

НЕМАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ В РОССИИ



В России в течение 2013-2020 годов ежегодно в среднем будут вводиться около 30 новых месторождений, из них примерно 14 – мелких. Темпы их ввода, а также сильно различающийся размер месторождений станет главным определяющим фактором для инвестиционного процесса в области немагистрального трубопроводного транспорта нефти и газа. Как следствие, годовой объем инвестиций в строительство немагистральных подводящих трубопроводов в течение этого периода времени будет значительно изменяться год от года. Максимальные значения годовых инвестиций (87-91 млрд рублей в год) можно ожидать в 2014-2015 годах, когда начнется интенсивное строительство подводящих трубопроводов в Юрубчино-Тохомской зоне, в Большехетской впадине и на российском каспийском шельфе.



+7 (495) 502 54 33
+7 (495) 778 93 32



Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com