

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

MODELAGEM GEOLÓGICA E SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO EM RESERVATÓRIO CARBONÁTICO ANÁLOGO DA FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

AUTORES:

Larissa Lima da Rocha¹, Gustavo Gonçalves Garcia¹, Ronice da Paixão Silva do Prado¹, Antônio Jorge Vasconcellos Garcia¹, Thaylane Marina Souza Melo¹, Itson Santos de Souza¹, Mirian Oliveira da Silva¹

INSTITUIÇÃO:

Técnica em Exploração de Petróleo PROGEOLOGIA/FAPESE/UFS, larissalimarocha@gmail.com,
¹PROGEOLOGIA/NUPEG, Universidade Federal de Sergipe

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8ºPDPETRO.

**MODELAGEM GEOLÓGICA E SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO EM
RESERVATÓRIO CARBONÁTICO ANÁLOGO DA FORMAÇÃO MORRO DO
CHAVES, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS**

Abstract

The study in carbonate rocks is being intensified in the last decade, due to the need of understanding on the new reservoirs found in Brazil. In this context, this work aims to Geological Modeling and Simulation flow from the reservoir characterization of multiscale (CAMURES) of carbonate rocks (coquinas) of Morro do Chaves Formation, Sub-Alagoas basin, associated with the quarry InterCement. The method CAMURES consists of using different tools (geological mapping, high resolution stratigraphy, petrographic, petrophysical, 3D geologic modeling, simulation flow) for the study of reservoir and analogous. In this work, were integrated stratigraphic profiles data, petrographic data and petrophysical data through stochastic and deterministic methods in order to generate equally probable models of the unit which helped in understanding the distribution of the main reservoir properties and the behavior of fluids in order to evaluate its potential as a "reservoir". Four witnesses were analyzed by defining facies calcirrudito, calcarenite, shale and sandstone, which have lateral continuity, but with textural heterogeneities, as well as a cyclical vertical heterogeneity. Available data were treated with the respective software from Roxar company. The top and base of 4 profiles the "reservoir" have been defined and correlated with each other, setting 15 marker surfaces (shale). The structure was identified mapping one fault east west and finally generate a 3D grid with large number of cells. For the spatial distribution of facies, we used the method of truncated Gaussian stochastic simulation, and porosity and permeability properties were defined by interpolator deterministic method. In addition, the volume of oil in place has been calculated and similar data were the basis for simulation "reservoir" in the subsurface. The application of an upscaling process was required to generate a representative model and flow can be simulated. The presence of an active aquifer large allowing to maintain a gradual decrease of pressure across the production scenario defined producing vertical wells.

Introdução

A necessidade de integração de dados geológicos para construção de modelos 3D, afim de melhor analisar sua importância como reservatório de petróleo e suas heterogeneidades, vem cada vez mais sendo trabalhada. Através da utilização de *softwares* de modelagem e simulação de fluxo, permitiu-se a melhor visualização das continuidades laterais e verticais de reservatórios e a realização de testes que avaliem o seu potencial como reservatório. Com a simulação numérica de fluxo, espera-se prever o volume de óleo *in place*, o volume de óleo produzido, o tempo de produção do reservatório, o gerenciamento de poços, a avaliação de métodos de recuperação, entre outros fatores de grande importância na avaliação do potencial do reservatório. Tendo em vista os conceitos abordados, o presente trabalho tem o intuito de apresentar um afloramento considerando como um reservatório carbonático, a partir de dados de análogos, a fim de avaliar seu potencial como reservatório de petróleo, utilizando mecanismos de recuperação que possam extrair uma máxima quantidade de fluido.

As coquinas estudadas compreendem as camadas sedimentares da Formação Morro do Chaves (Sub Bacia de Alagoas), o afloramento analisado encontra-se localizado na Pedreira InterCement, a 5 km oeste da BR-101 no Estado de Alagoas, ligada pela estrada secundária não pavimentada que leva a Fazenda São Sebastião, situada na Cidade de São Miguel dos Campos no estado de Alagoas.

Metodologia

Para a construção do modelo 3D da Pedreira InterCement no *software* de modelagem geológica RMS®, é necessário importar um arquivo .txt, com formato .LAS, contendo todas as informações disponíveis dos *pseudopoços* que são do tipo vertical. Como as coordenadas geográficas, elevação, perfis de afloramentos e/ou testemunhos, nome do perfil, dados de perfis elétricos, dados petrofísicos (porosidade e permeabilidade), Azimute, entre outros.

Todas essas informações são obtidas através de ferramentas que coletam dados nas etapas de campo (macro- e meso-escalas) e laboratório (micro-escala), que após terem sido tratados, analisados e interpretados são utilizados como dados de entrada no *software* de modelagem. Com os dados reunidos em um arquivo, o próximo passo é importá-lo no *software* de modelagem.

A correlação dos perfis litofaciológicos é de fundamental importância para o entendimento das características do afloramento em estudo. A partir da definição de marcadores estratigráficos semelhantes entre os perfis, é possível criar superfícies limítrofes no modelo 3D, os *wellpicks*. O trabalho de reconhecimento dos intervalos descritos e suas correlações são de fundamental importância como base para a elaboração do modelo 3D das principais litofácies reconhecidas.

De um modo geral, dados de falhas são gerados a partir de dados sísmicos analisados dentro do *software*. A fim de representar fielmente o modelo geológico da Pedreira InterCement, foi criado um arquivo com extensão .txt, compatível com o RMS®, que delimita a falha, formando um polígono. Através da localização, distribuição e extensão vertical dos perfis, é permitido limitar o modelo 3D. Analisando esses dados do modelo, é criada a falha geológica, de modo que esta respeite os limites do modelo. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** representa a falha gerada dentro do RMS®.

A partir dos marcadores estratigráficos e das direções e inclinações das camadas, são geradas as superfícies no Modelo 3D do bloco de modelagem que permitiram a visualização da geometria geral das superfícies estratigráficas do afloramento. O modelo estrutural fornece a disposição das superfícies limítrofes e das zonas entre estas, juntamente com influência da falha geológica.

Segundo Passarella 2012, a geração do *grid* 3D tem como intuito dividir o modelo estrutural em pequenas células. Células nas quais os dados de fácies, porosidade e permeabilidade serão modelados, de modo que cada célula do *grid* tenha somente um valor para cada propriedade. Com o lançamento do *grid* tornou-se possível o preenchimento do mesmo com os modelos de fácies e petrofísica para cada estudo.

A modelagem de fácies é feita após a criação do *grid* que permite representar as heterogeneidades litológicas vertical e horizontalmente. Nesse *grid* é analisado as frações volumétricas de cada fácies nas zonas definidas do perfil vertical distribuídas no *statistic* dos blocos (*blocked well*), de modo que haja uma similaridade com as informações teóricas do modelo geológico.

Essas proporções são então utilizadas como uma das informações de entrada na ferramenta de modelagem de fácies. A modelagem é realizada separada por zonas, condicionada aos dados de poços contendo informações de fácies, orientação de camadas, bem como geometria média dos corpos de fácies em 3D e observações de campo. É analisado ainda o tipo de ambiente deposicional e os tipos e quantidade de dados de entrada para definir qual o tipo de ferramenta que será utilizada no *software*.

Depois de ter definido um *layout* de *grid* em 3D, é possível escolher entre dois métodos principais para a modelagem de propriedades petrofísicas em RMS: estocástica e determinística. É permitido também criar modelos de reservatório que combinam ambas as técnicas de modelagem determinística e estocástica. Se o modelo for simples e rápido, técnicas avançadas como modelagem

de fácies estocástica e modelagem estocástica petrofísica podem não ser apropriadas. Em vez disso, você pode aplicar uma ampla gama de métodos de modelagem determinística para criar um modelo de propriedade 3D. Se for executada uma modelagem de fácies estocástica, pode-se usar o parâmetro fácies gerado como entrada, condicionado ao modelo petrofísico determinista (ROXAR, 2013).

Compreende-se a partir desse modelo a importância das heterogeneidades de cada fácies e petrofísicas a fim de capturar características que verdadeiramente influencie no padrão do fluxo de hidrocarbonetos. Estudos em afloramento mostram que o padrão de variação e as características estatísticas dos parâmetros petrofísicos dependem frequentemente da associação de fácies (ROXAR, 2013).

O produto final do objeto de estudo apresentado, envolvendo a caracterização Multiescalar de Reservatórios Carbonáticos e a Modelagem Geológica 3D é a Simulação de Fluxo. As simulações foram desenvolvidas nos modelos geológicos do afloramento, utilizando o *software TEMPEST®* da empresa ROXAR. Esta ferramenta fornece uma solução moderna e integrada para simulação do reservatório capaz de executar uma ampla gama de processos físicos dentro de um único programa (ROXAR, 2012).

Para a criação da simulação de fluxo, é necessário abrir a janela *New Simulation Wizard*, onde é possível definir rapidamente um conjunto de dados de simulação simples. Esta janela permite seguir uma série de etapas de definição de dados. Na etapa de gerenciamento do reservatório, são colocados alguns dados que não foram inseridos anteriormente (*New Simulation Wizard*). Existe um arquivo (.dat) que abrange todos os dados, porém em forma de inclusão de arquivos (INCLUDE), ou seja, o arquivo deve estar pronto para ser incluído na simulação. Entretanto podem-se fazer alterações nesses arquivos, pois existem sub tópicos que facilitam a mudança nos dados (.mflui, .mrela, .grdecl, .minit e .mdyna).

Resultados e Discussão

De acordo com a metodologia apresentada anteriormente, foram gerados pseudopoços no RMS®. As superfícies limites definidas neste modelo foram obtidas correlacionando os "wellpicks" reconhecidos nos perfis de campo, os quais marcam os limites de superfícies correlacionáveis de cada perfil. A ocorrência de camadas de folhelhos cinza escuros a verdes, intercaladas aos depósitos de coquinas, sejam elas mais argilosas ou mais arenosas, favoreceram a interpretação para correlação lateral dos perfis. Estes folhelhos marcam episódios de menos agitação no sistema deposicional lagunar reconhecido nestes intervalos, (GARCIA, 2012) e possuem, portanto, expressão contínua no afloramento e conseqüentemente sugerindo uma continuidade em subsuperfície, servindo desta forma como marcadores estratigráficos.

Foi realizada a distribuição de quatro fácies (calcirrudito, calcarenito, folhelho, arenito) no *grid* geológico, de acordo com os perfis obtidos em campo. Foram consideradas as informações de quatro testemunhos dos intervalos correlacionáveis entre si, a fim de obter uma melhor representação das características do afloramento. Através de relatórios da Pedreira InterCement e de estudos de viabilidade da mineração, foi percebido que não havia uma continuidade lateral, em determinado local, das litologias. A sequência correlacionável apresenta um rejeito de, aproximadamente, 50 (cinquenta) metros. Com isso, foi interpretado que uma falha geológica tenha gerado essa descontinuidade entre os perfis.

O modelo estrutural é composto dos horizontes e zonas com influência da falha. Este fornece informações como declividade das camadas e variação vertical de cada horizonte, assim como a

distribuição das camadas com o rejeito já citado. Segundo Passarella 2012, a geração do *grid* 3D tem como intuito dividir o modelo estrutural em pequenas células. Células nas quais os dados de fácies, porosidade e permeabilidade serão modelados, de modo que cada célula do *grid* tenha somente um valor para cada propriedade. Com o lançamento do *grid* tornou-se possível o preenchimento do mesmo com os modelos de fácies e petrofísica para cada estudo. Os dados estatísticos são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Estatísticas dos dados da Pedreira InterCement.

Pedreira	Topo/Base	Grid(m)	Dimensão da Célula(m)	Zonas	Superfícies	Número de Células Totais
InterCement	TOPO/BASE	210 x 1550 x 189,8	1,0 x 1,4 x 1,5	15	16	29337000

Utilizou-se no software para modelar a arquitetura litológica da área estudada a ferramenta “FaciesModelling: Belts”. método estocástico de simulação gaussiana truncada, que permite a modelagem de fácies estocástica, originalmente designada para modelos de ambientes geológicos transicionais em sistemas deposicionais de progradação e retrogradação.

Como informações de entrada no software de modelagem, foram utilizados: dados de perfis, correlações de perfis litológicos, distribuições proporcionais de fácies por zonas, principais tendências observadas em campo, bem como variograma do tipo exponencial, e método de algoritmo Simulação e Tendência, dependendo da composição de cada zona. Foi realizada uma análise de variograma para definir a melhor distribuição das fácies nas direções horizontal e vertical do reservatório verificando as tendências e variações destas propriedades, a fim de definir um tipo a ser inserido na modelagem de fácies. Porém, os *ranges* referentes em cada direção foram baseados em análise geológica da pedreira em estudo.

Observou-se no *grid* de fácies 3D que houve uma boa representatividade vertical e horizontal das fácies interpretadas nas análises do contexto geológico. Neste *grid* foi criada uma seção 2D no lado leste e outra no lado oeste do Modelo de Fácies 3D, que se mostraram fiéis às fácies interpretadas nas correlações de perfis de campo. É perceptível na figura, os sete níveis de folhelho característicos da Pedreira InterCement como já havia sido comentado anteriormente, a continuidade lateral e variação vertical das fácies.

Para o modelo aqui apresentado foi feita a modelagem petrofísica de distribuição de porosidade e permeabilidade condicionada à modelagem de fácies, descrita anteriormente, e comparada com o analisado em microescala. O algoritmo utilizado para a modelagem petrofísica do modelo apresentado foi o Interpolador (ou função de interpolação) que, de acordo com ROXAR® 2013, atribui valores para células não penetradas por um poço. A resolução vertical do modelo de 1,5 m forneceu a possibilidade para modelar variações de propriedades dos reservatórios dentro de corpos de fácies. A interpolação foi feita por zonas e por fácies, respeitando os *ranges* utilizados para modelar as fácies, e o modo de interpolação utilizado foi o estratigráfico, que segue o layout do *grid*.

Das análises petrofísicas em lâmina, obteve-se os melhores valores para a fácies Calcarenito em todos os poços, o qual apresenta valores mínimo e máximo, entre os poços, de 15,53% e 18,28% de porosidade, respectivamente. E as fácies Arenito, Calcarenito e Calcirrudito com valores mínimo e máximo, entre os poços, de 841,42 mD e 5839,03 mD de permeabilidade, respectivamente. De posse

disto, pode-se dizer que a melhor fácies reservatório está representada pelas rochas carbonáticas Calcirrudito e Calcarenito. Pela análise do modelo 3D petrofísico percebe-se a heterogeneidade dos valores de porosidade e permeabilidade dentro das camadas modeladas. Na imagem abaixo está disposta os modelos de fácies, de porosidade e de permeabilidade.

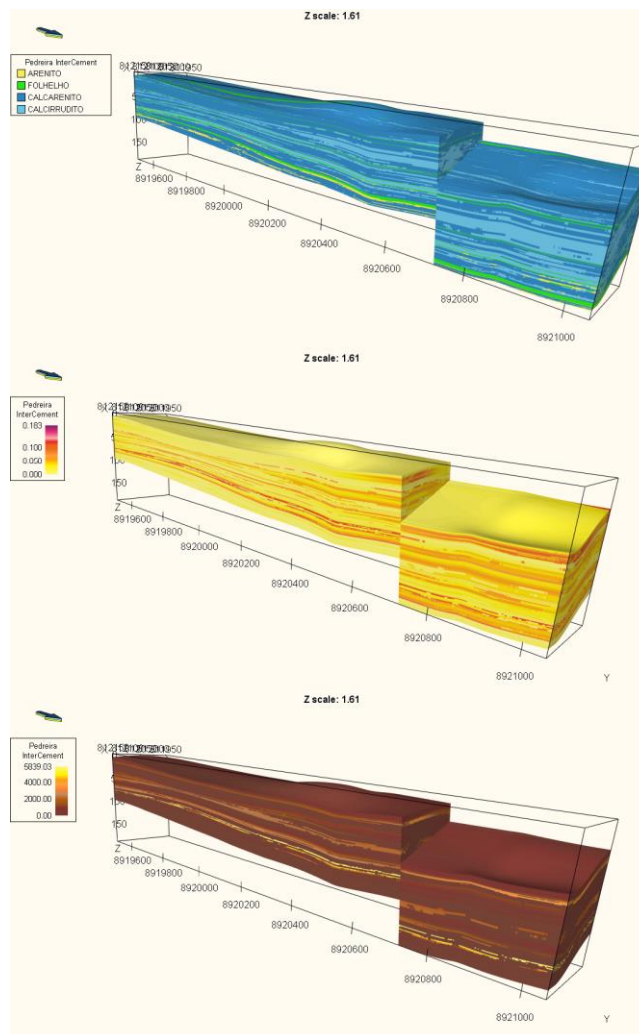


Figura 1: Disposição dos modelos 3D de fácies e petrofísicos.

Após a etapa de modelagem, o modelo 3D é refinado visto que não é necessário um alto nível de detalhamento ao ser inserido no *software* de simulação. O modelo matemático utilizado para a simulação de fluxo da Pedreira InterCement foi o Black-Oil, o qual não considera as composições das fases, como já explicado anteriormente. Somente óleo e água foram considerados como componentes do reservatório. O *grid* é composto de 117500 células, sendo 50x50x47. Os parâmetros básicos de entrada no simulador como análise PVT (B_o , B_g , razão de solubilidade), viscosidades, densidade e compressibilidade dos fluidos e rocha, saturação residual, pressão média do reservatório e pressão de bolha foram provenientes de um reservatório da Bacia de Campos.

Com o intuito de observar o desempenho da produção de óleo no reservatório carbonático, foi, primeiramente, considerado um poço produtor, que após vários testes foi definida a melhor posição de locação, e, posteriormente, um Aquífero atuante, variando sua permeabilidade. Na sequência serão mostrados os três casos citados.

Conhecida as condições do reservatório, pode-se prever o volume de óleo *in place*, a taxa de produção de óleo, a produção total de óleo, o corte de água, o volume de água *in place*, a taxa de produção de água e a produção total de água. Para analisar o comportamento dos fluidos no

reservatório, foi definido um tempo de produção de dez anos e uma taxa contínua de produção de 20 m³/dia. Com isso, esses resultados serão aqui abordados em forma de gráficos e, por fim, comentados.

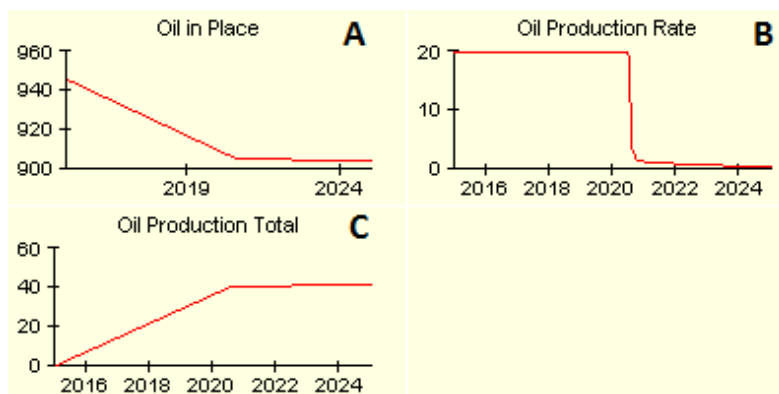


Figura 2: Dados do óleo. (A) Volume de óleo *in place* (km³); (B) Taxa de produção de óleo (m³/dia); (C) Produção total de óleo (km³).

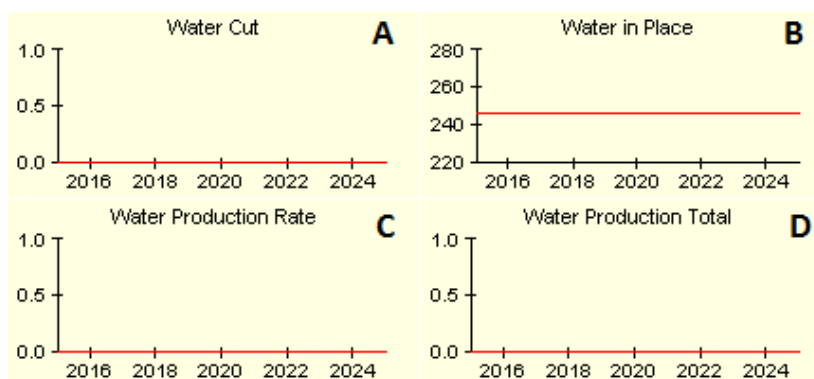


Figura 3: Dados da água. (A) Corte de água; (B) Volume de água *in place* (km³); (C) Taxa de produção de água (m³/dia); (D) Produção total de água (km³).

Analisando as figuras, percebe-se que foi mantida a produção de óleo durante, aproximadamente, seis anos, com uma vazão de 20 m³/dia, e, após isso, a produção caiu totalmente. Com isso, o volume de óleo produzido foi de 40000 m³, aproximadamente, sendo que o reservatório ainda contém um volume de 905000 m³ de óleo, ou seja, existe um grande volume recuperável e as condições impostas nesse caso não foram suficientes para produzir o óleo presente no reservatório. Assim, é sentida a necessidade de inserir um método que mantenha a pressão do reservatório por mais tempo, a fim de recuperar o máximo de óleo possível. Também é notado que existe um volume de água, porém não é produzida. Os resultados referentes à atuação do aquífero estão em processamento.

Conclusões

Os produtos finais da Caracterização Multiescalar de Reservatórios em afloramentos análogos a reservatórios é a aplicação da Modelagem Geológica 3D e Simulação Numérica de Fluxo através de softwares respectivos. Com isso, a modelagem geológica e a simulação de fluxo tem o intuito de representar o modelo geológico 3D para interpretar seus aspectos faciológicos e permoporosos, e analisar a distribuição e comportamento dos fluidos em meios porosos para avaliar seu potencial como reservatório e compreender a dinâmica dos fluidos.

Com os dados utilizados para a criação do modelo 3D, obteve-se uma boa representação da heterogeneidade vertical das fácies da pedreira, assim como de suas porosidades e permeabilidades. A partir disso, foi possível inserir um poço produtor e adquirir informações do reservatório. O mesmo teve um volume recuperável de, aproximadamente, 40000 m³ de óleo em um período de dez anos e não foi produzida a água presente no reservatório. Com a atuação do aquífero, tem-se uma grande possibilidade de maior produção de óleo, pois o aquífero tende a manter a pressão do reservatório.

Conclui-se que a união da Modelagem Geológica 3D e Simulação Numérica de Fluxo é de grande importância na compreensão do comportamento dos fluidos no reservatório, assim como a obtenção do volume de óleo recuperável e o tempo de produção, para avaliar sua viabilidade em termos de reservatório.

Agradecimentos

Agradecemos a equipe do Laboratório Progeologia/UFS pelo apoio e acesso aos *Softwares* sem os quais este trabalho não poderia ser desenvolvido. A FAPESB e a Rede CARMOD/CENPES/Petrobras, pelo suporte.

Referências Bibliográficas

GARCIA, A. J. V *et al.* *Relatório Parcial Projeto CAMURES CARBONATO - Fase II.* 2014.

GARCIA, A. J. V *et al.* *Relatório Parcial Projeto modelagem geológica e simulação de fluxo em reservatórios siliciclásticos análogos em afloramentos da Bacia Sergipe-Alagoas, primeira etapa.* 2014.

PASSARELLA, C. A., 2012. Integração de dados de poços e métodos geoestatísticos para a modelagem geológica do Campo de Namorado. Dissertação de mestrado, UNICAMP. 144 pg.

ROXAR. MORE User Guide, 2012. 997 pg.

ROXAR. RMS User Guide, 2013. 3230 pg.