

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых  
 месторождений»  
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Особенности построения и адаптации геолого-технологической модели нефтяного месторождения Н «Томская область»</b>

УДК 553.982-047.58(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Г	Степико Артем Вадимович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ГРНМ	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и  
 ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры. ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп. каф. ИЯ	Баранова Анастасия Викторовна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой ГРНМ, доцент	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2017 г.

## Оглавление

Введение .....	3
1. Обзор литературы .....	5
2. Объект и методы исследования .....	6
3. Расчеты и аналитика .....	7
4. Финансовый менеджмент .....	8
5. Социальная ответственность .....	9
6. Hydrodynamic simulation .....	10
Заключение .....	24

## **Введение**

В настоящее время в процессе разработки месторождений углеводородов используются всё более новые и более совершенные технологии и оборудование. Так для обеспечения оптимальной стратегии разработки месторождений, а также для анализа эффективности принимаемых решений, активно применяется гидродинамическое моделирование. Цифровые геолого-технологические модели включают в себя информацию о геологическом строении и истории разработки месторождения, предоставляют возможность отображения информации в графическом виде. Но всё же, основным преимуществом ГТМ является возможность создания и сравнения различных сценариев разработки. Использование моделей позволяет рассчитывать процесс извлечения нефти из залежи множество раз, добываясь наилучшего результата с экономической и технологической точки зрения.

Несмотря на широкий спектр возможностей, применение ГТМ связано с некоторым риском. Этот риск объясняется тем, что цифровые модели могут стать опасным инструментом, позволяющим с невероятной точностью рассчитать совершенно бессмысленные результаты. Чтобы избежать таких неприятных последствий необходимо на протяжении всей работы осуществлять контроль качества модели, начиная от исходных данных и заканчивая прогнозными вариантами [1].

На сегодняшний день моделирование процессов разработки является одним из молодых направлений в нефтегазовом деле, но также оно и одно из самых быстро развивающихся. Моделирование прошло значительный путь от простейших одномерных, до сложных многокомпонентных и неизотермальных расчетов. Во многом широкое распространение цифровых моделей стало возможным, благодаря увеличению расчетных мощностей компьютеров, современные модели включают в себя миллионы активных ячеек и позволяют детально воспроизводить особенности строения и разработки месторождений. Эволюционируют и программные пакеты для

моделирования, с каждым годом добавляется новый функционал для повышения удобства работы и более детального расчета результатов. В качестве примера можно привести то, что всего несколько лет назад такая распространенная процедура разрыв пласта моделировалась исключительно как увеличение продуктивности скважин, без учёта параметров трещин.

Основной целью данной работы планируется провести построение гидродинамической модели нефтяного месторождения Томской области, провести её адаптацию и разработать методические рекомендации по адаптации моделей в ПК РН-КИМ.

Предметом исследования является одно из месторождений Томской области, оно было выбрано исходя из того, что практически на всём фонде скважин в качестве метода интенсификации притока проведен гидроразрыв пласта, что даёт широкие возможности для исследования методов моделирования ГРП. Кроме того месторождение мелкое, имеет небольшую площадь нефтеносности, что позволяет оперативно проводить гидродинамические расчеты.

Для достижения поставленной цели были выполнены следующие задачи:

1. Сбор и подготовка исходных данных для моделирования, их проверка и анализ;
2. Сборка гидродинамической модели, проверка качества инициализации;
3. Настройка и адаптация ГДМ;
4. Изучение особенностей моделирования ГРП, оценка возможности использования ГРП как инструмента адаптации, оценка влияния параметров ГРП на расчетные показатели;
5. Анализ и выводы по проведенной работе.

## **1. Обзор литературы**

В главе рассматриваются общие закономерности построения геологических моделей, сборки и адаптации гидродинамических моделей месторождений. Также рассмотрены основные способы моделирования гидроразрыва пласта.

Геологическая модель в цифровом виде представляется в виде наборов блоков свойств или кубов. К базовым относятся: куб коэффициентов пористости, начальной газо-нефтенасыщенности, проницаемости, связанных и критических водонасыщенности.

Гидродинамическая модель строится на основе геологической и включает в себя информацию о свойствах флюидов, относительных фазовых проницаемостях и истории разработки месторождения. После проведения настройки гидродинамической модели на исторические данные можно производить расчет прогнозных вариантов разработки месторождения.

К основным законам фильтрации жидкости, используемым для расчета в гидродинамических моделях являются: закон сохранения массы, закон Дарси, а также начальные и граничные условия.

## **2. Объект и методы исследования**

Объектом исследования является одно из нефтяных месторождений Томской области. В административном отношении нефтяное месторождение "Н" находится в пределах Кандаковского лицензионного участка расположенного в Александровском районе Томской области между нефтяным Вахским и газонефтяным Северным месторождениями

По величине запасов относится к мелким, по сложности геологического строения, литологической изменчивости коллекторов – к сложным.

В главе проводится описание программных пакетов, которые были использованы для построения моделей.

Для создания и адаптации гидродинамической модели месторождения был использован ПК РН-КИМ. Данный программный пакет соединяет в себе пакет трехмерного гидродинамического моделирования залежей углеводородов BOS (Black Oil Simulator) и препостпроцессор «МАГМА».

### **3. Расчеты и аналитика**

Проводится детальное рассмотрение каждого из этапов построения геологической и гидродинамической модели для месторождения N. Описывается методика проведения адаптации расчетных показателей по скважинам на исторические данные.

Построение геологической модели залежи является первым этапом создания ПДГТМ. В геологической модели используются значительные объемы исходных данных, поэтому необходимо проводить их анализ и проверку качества.

В качестве исходных данных для ГМ были использованы: инклинометрия скважин, результаты керновых исследований, результаты интерпретации сейсмической съемки и геофизических исследований скважин.

Гидродинамическая модель месторождения была построена в программном комплексе РН–КИМ на основе геологической модели. При переходе от геологической модели к фильтрационной, ввиду небольшого размера месторождения ремасштабирование не проводилось. Это также способствовало сохранению геологической неоднородности в модели.

В силу того, что геологическое строение месторождения представляется простым, в проекте не используются модели двойной пористости и проницаемости.

Приводятся показатели качества адаптации модели на исторические данные.

Проводится анализ требований к тестовой модели для исследования методов моделирования ГРП, приводятся параметры модели.

В главе описывается способ моделирования гидроразрыва пласта с помощью задания параметров трещины. Проводится анализ корректности расчета по сравнению с эталонной моделью, где гидроразрыв смоделирован с помощью локального измельчения сетки. Сделано исследование влияния параметров ГРП на результат расчета притока к скважине.

#### **4. Финансовый менеджмент**

Тематика дипломной работы связана с гидродинамическим моделированием разработки нефтяных месторождений. Одна из целей построения моделей – расчет вариантов разработки месторождений. На основе полученных расчетных уровней в дальнейшем проводится экономическое обоснование разработки. В данном разделе проводится расчет рентабельности и экономических показателей рекомендуемого варианта разработки месторождения «Н».



## **5. Социальная ответственность**

Производственная безопасность определяется как система законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности в процессе труда.

Уровень работоспособности человека напрямую зависит от условий труда. Под условиями труда понимается совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, которые оказывают влияние на работоспособность и здоровье работника.

## **6. Hydrodynamic simulation**

Petroleum is one of the most important source of energy in the world. Oil industry remains the biggest production sector in Russian economic. Oil production concerns several vital problems, such as economical balance, climate change, complicating and hard conditions of production. To overcome these challenges, petroleum industry has to invent and implement new technologies. Hydrodynamic simulation is a good example of advanced technic in field development. Reservoir simulation provides a wide range of tools to analyse, design and estimate field development. In this chapter, some essential information about hydrodynamic simulation will be specified.

Nowadays, all decisions, relating to oil exploration, involve mathematical approach. This method is based on understanding the factors that influence fluid flow in porous media under different flow conditions. Also, mathematical model considers other factors such as fracture systems in the reservoir, heterogeneity of fluid and rock properties, Darcy and non-Darcy flow.

Simulation is a unique process, starting from the reservoir description to the final analysis of results. Simulation is the art of combining physics, mathematics, reservoir engineering, and computer programming to develop a tool for predicting hydrocarbon reservoir performance under various operating strategies. Field simulation has great amount of advantages, for example, agile and fast mapping, real time monitoring, and high speed data transfer.

Today, practically all aspects of reservoir engineering problems are solved with reservoir simulators, ranging from well testing to prediction of enhanced oil recovery.

Reservoir performance is traditionally predicted using three methods, namely:

1. Analogical;
2. Experimental;
3. Mathematical.

The analogical method implies using mature reservoir properties that are similar to the target reservoir to predict the behavior of the reservoir. This method is especially useful when the available data are limited. The data from the reservoir in the same geologic basin or province may be applied to predict the performance of the target reservoir.

Experimental methods measure the reservoir characteristics in the laboratory models and scale these results to the entire hydrocarbon accumulations.

The mathematical method applied basic conservation laws and constitutive equations to formulate the behavior of the flow inside the reservoir and the other characteristics in mathematical notations and formulations. The two basic equations are the material balance equation or continuity equation and the equation of motion or momentum equation. These two equations are expressed for different phases of the flow in the reservoir and combined to obtain single equations for each phase of the flow. However, it is necessary to apply other equations or laws for modeling enhanced oil recovery. As an example, the energy balance equation is necessary to analyze the reservoir behavior for the steam injection or in situ combustion reservoirs. The mathematical model traditionally includes material balance equation, decline curve, statistical approaches, and analytical methods. The Darcy's law is almost always used in all of available reservoir simulators to model the fluid motion. The numerical computations of the derived mathematical model are mostly based on the finite difference method. All these models and approaches are based on several assumptions and approximations that may produce erroneous results and predictions.

### **Material balance equation**

Material balance equation is known to be the classical mathematical representation of the reservoir. According to this principle, the amount of material remaining in the reservoir after a production time interval is equal to the amount of material originally present in the reservoir minus the amount of material removed from the reservoir due to production plus the amount of material added to the reservoir due to injection. This equation describes the fundamental physics of the

production scheme of the reservoir. There are several assumptions in the material balance equation:

1. Rock and fluid properties do not change in space;
2. Hydrodynamics of the fluid flow in the porous media is adequately described by Darcy's law;
3. Fluid segregation is spontaneous and complete;
4. Geometrical configuration of the reservoir is known and exact;
5. PVT data obtained in the laboratory with the same gas liberation process (flash vs. differential) are valid in the field;
6. It is sensitive to inaccuracies in measured reservoir pressure.

The model breaks down when no appreciable decline occurs in reservoir pressure, as in pressure maintenance operations.

### **Decline curve**

The rate of oil production decline generally follows one of the following mathematical forms: exponential, hyperbolic and harmonic. The following assumptions are applied to the decline curve analysis.

1. The past processes continue to occur in the future;
2. Operation practices are assumed to remain same.

### **Statistical method**

In this method, the past performance of numerous reservoirs is statistically accounted for to derive the empirical correlations, which are used for future predictions. It may be described as a 'formal extension of the analogical method'. The statistical methods have the following assumptions:

1. Reservoir properties are within the limit of the database;
2. Reservoir symmetry exists;
3. Ultimate recovery is independent on the production rate.

## **Analytical methods**

In most cases, the fluid flow inside the porous rock is too complicated to be solved analytically. These methods can be used in some simplified model. However, this solution can be applied as the bench mark solution to validate the numerical approaches.

Finite difference calculus is a mathematical technique, which is used to approximate values of functions and their derivatives at discrete points, where they are not known. The history of differential calculus dates back to the time of Leibnitz and Newton. In this concept, the derivative of a continuous function relates to the function itself. Newton's formula is the core of differential calculus and suffers from the approximation that the magnitude and direction change independently. There is no problem in having separate derivatives for each component of the vector or in superimposing their effects separately and regardless of order.

## **Darcy's Law**

Since all reservoir simulation studies involve the use of Darcy's law, it is important to understand the assumptions behind this momentum balance equation. The following assumptions are inherent to Darcy's law and its extension:

1. The fluid is homogenous, single-phase and Newtonian;
2. No chemical reaction takes place between the fluid and the porous medium;
3. Laminar flow condition prevails;
4. Permeability is a property of the porous medium, which is independent on pressure, temperature and the flowing fluid;
5. There is no slippage effect; e.g., Klinkenberg phenomenon;
6. There is no electro-kinetic effect.

Darcy's law equation is shown below

$$u_l = -\frac{k_l}{\mu_l}(\nabla p_l - p_l g \nabla z),$$

$u$  – fluid velocity, m/s;

$\mu$  – fluid viscosity, Pa·s;

$g$  – acceleration of gravity, m/s<sup>2</sup>;

$\nabla z$  – hydrostatic gradient, Pa/m;

$k_l$  – phase permeability tensor, mD.

### **Reservoir simulation input data**

Input information is essential for simulation, consequently, the quality of this data should be properly checked.

The need of properly designed experimental work in order to improve the quality of reservoir simulators cannot be overestimated. The most significant challenges in experimental design arise from determining rock and fluid properties. Even though progress has been made in terms of specialized core analysis and PVT measurements, there are numerous problems associated with sampling techniques and core integrity.

In a reservoir simulation study, all relevant thermal properties including coefficient of thermal expansion, porosity variation with temperature, and thermal conductivity need to be measured. Experimental facilities e.g., double diffusive measurements, transient rock properties; point permeability measurements can be very important in fulfilling the task.

### **Fluid and rock properties**

The fluid is considered to be a continuum media and the rock properties are averaging on a representative elementary volume (REV) in spite of the fact that the existence of the REV is tenuous, because it has never been identified in real media. The size of the REV has microscopic scale. It should be large enough for statistically meaningful averaging. If we follow the traditional definition of REV as given in figure 1, it should be small enough to avoid heterogeneity. As a very

rough number, the typical REV size is somewhere around 100-1000 grain diameters.

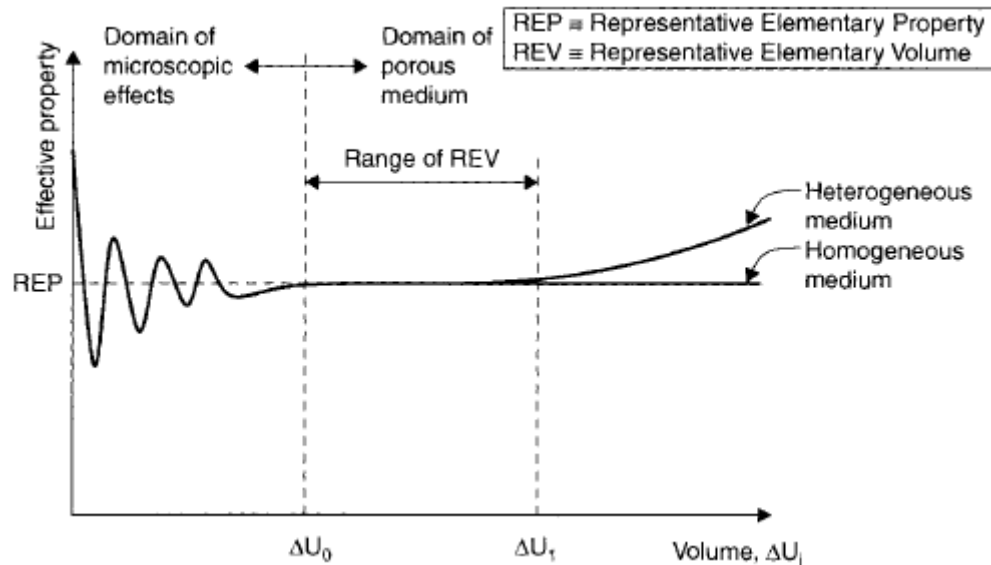


Figure 1 – Definition of representative elementary volume and representative elementary property

It should be emphasized that despite all ambiguities, the notion of REV is essential to use continuous mathematics. Our main focus is on all properties needed in the flow computations. These properties formed a central part of the inputs to a numerical simulator.

### Fluid properties

Petroleum deposits vary widely in properties. The bulk of the chemical compound presents are hydrocarbons that are comprised of hydrogen and carbon. A typical crude oil contains hundreds of different chemical compounds and normally is separated into crude fractions according to the range of boiling points of the compound included in each fraction. Hydrocarbons may be gaseous, liquid or solid at normal pressure and temperature depending on the number and arrangement of the carbon atoms in the molecules. Hydrocarbons move from gaseous state to solid state with increasing the number of carbon atoms. The compound with up to four carbons is gaseous, with four to twenty in a liquid state,

and those with more than twenty carbon atoms are solid. Liquid mixtures, such as crude oils, may contain gaseous or solid compounds or both in solution. A number of non-hydrocarbons may occur in crude oils and gases such as sulfur, nitrogen, and oxygen.

The petroleum reservoirs may be classified according to the state of the fluid compound and divided into two broad categories of oil and gas reservoirs. These may be subdivided into different groups according to the hydrocarbon compounds, the initial temperature and pressure of the reservoir, and so on. The phase diagrams can be applied to express the behavior of the reservoir fluid in a graphical form. The pressure-temperature diagram is one that can be applied to illustrate the reservoir fluid behavior and to classify reservoirs. A typical phase diagram of a multi-components compound is given in figure 2. In this diagram, the critical point is the point at which all properties of the liquid and gaseous states are identical.

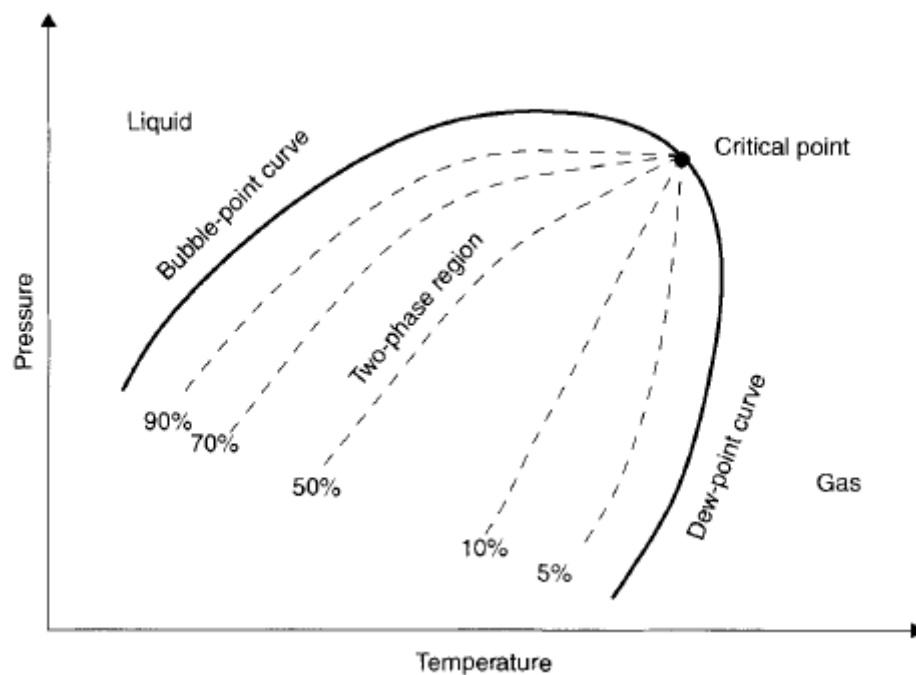


Figure 2– A typical pressure-temperature diagram of a crude oil

If the reservoir temperature is less than the critical point temperature, the reservoir is called an oil reservoir. The reservoir is called a gas reservoir if reservoir temperature is higher than the critical one. A classification of the oil and gas reservoir is given in figure 3.



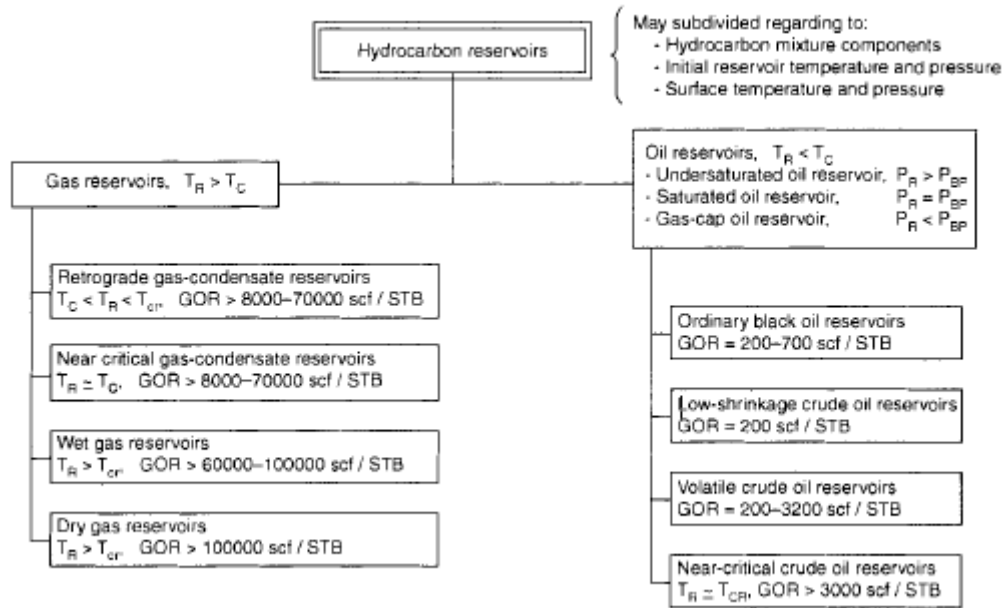


Figure 3 – A classification of hydrocarbon reservoirs

The parameter denoting  $P_R$  is the initial reservoir pressure and  $P_{BP}$  is the bubble-point pressure. The gas-oil ratio is denoted by GOR in the diagram and the notation  $T_{CR}$  is the maximum temperature that the liquid phase may exist. A complete description of the reservoir fluid properties is necessary to predict the pressure variation inside the reservoir and the other flow parameters. The reservoir rock usually contains some amount of water along with the hydrocarbon compounds.

### **Rock properties**

The basic inputs in the process of reservoir description are the geological framework, well log data, core analysis data, seismic amplitude data, acoustic impedance data, well test data, and any other data that can be correlated to rock and fluid properties. The data obtained from drilling test- wells on site are combined with the seismic data previously acquired to construct a three-dimensional (3-D) model of the reservoir, as shown in figure 4.

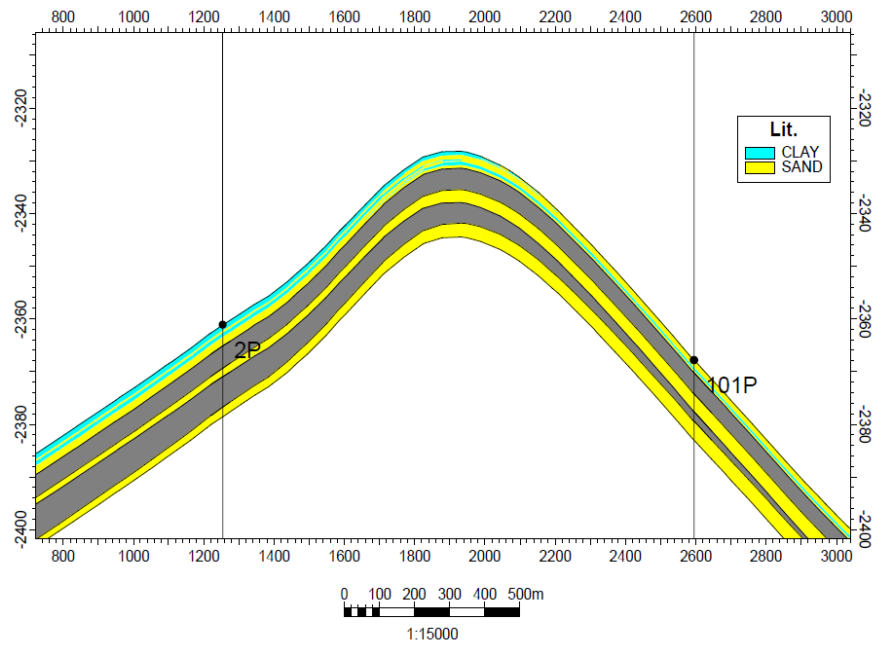


Figure 4 – A slice of lithology distribution

This model does not merely depict the shape of the reservoir, but details properties of the rocks and fluids. However, the rock and fluid properties should be anticipated in a consistent manner that depends on the quality and quantity of the available data. For the reservoirs with many wells penetrations and consequently considerable well loggings data, the seismic survey data with high degrees of uncertainties may not be relied on considerably but in reservoirs with limited number of penetrating wells such as offshore reservoirs, the seismic data play an important role to characterize the reservoir.

### Porosity

Petroleum reservoirs usually have heterogeneous porosity distribution; i.e. porosity values depend on location. A reservoir is homogeneous if porosity is constant and independent on location. Porosity depends on reservoir pressure because of solid and pore compressibility. Two main types of porosity are distinguished:

1. absolute porosity;
2. effective porosity.

$$\varphi = \frac{PORVC}{V_b}$$

Where PORVC – volume of connected pores, m<sup>3</sup>;

V<sub>b</sub> – bulk volume.

### Saturation

Saturation is evaluation of fluid enclosed in pore volume

$$S_i = \frac{V_i}{\varphi \cdot V_b}$$

Where V<sub>i</sub> volume of phase in the cell;

$\varphi$  – porosity;

V<sub>b</sub> – bulk volume.

There is a rule about total saturation: total saturation in every cell of a model equals sum of gas, oil and water saturation.

$$S_{oil} + S_{water} + S_{gas} = 1$$

### Permeability

Permeability is the capacity of the rock to transmit fluid through its connected pores when the same fluid fills all the interconnected pores. The flux vector, the rate of fluid for unit area, may be given by using Darcy's law

$$k(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix}$$

Figure 5 – permeability tensor of a directional rock property.

The diagonal terms, such as  $k_{xx}$ , represent the directional flow, the flow in the same direction as the pressure gradient. The off diagonal terms, such as  $k_{xy}$ , represent a cross-flow, the flow perpendicular to the pressure gradient.

If the reservoir coordinates coincide with the principal directions of permeability, then permeability can be represented by  $k_{xx}$ ,  $k_{yy}$ ,  $k_{zz}$ . The diagonal terms may be simply denoted by  $k_x$ ,  $k_y$ ,  $k_z$ . The reservoir is described as having isotropic permeability distribution if  $k_x = k_y = k_z$ . Relative permeability,  $k_w$ ,  $k_n$ ,  $k_m$  - the

relative permeability is defined for simultaneous flow of two or more immiscible fluids in a porous medium.

The relative permeability is the ability of a porous medium to transmit a fluid at a point, if part of the porous formation at that point is occupied by other fluids. The relative permeability is a function of the fluids saturation.

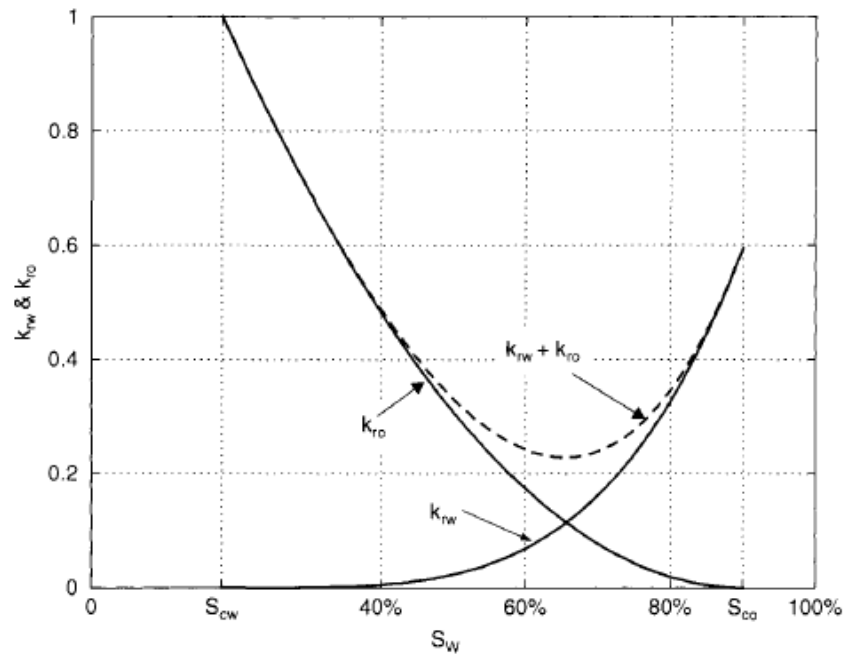


Figure 6 – Relative permeability curves

A typical diagram for the variation of relative permeability of two phase flow of oil and water is given in figure 6. The water as the wetting fluid ceases to flow at relatively large saturation that is called the irreducible water saturation  $S_{cw}$  or connate water saturation. The oil as the non-wetting fluid also ceases to flow at saturation more than zero, connate oil saturation.

### Capillary pressure

The discontinuity of pressure at the interface of two immiscible fluids is the capillary pressure.

Where  $P_{nw}$  is the non-wetting phase, i.e. oil phase in water/oil flow, and  $P_w$  is the wetting phase pressure, i.e. water phase in water/oil flow. The capillary pressure is also a function of the fluids saturation, i.e.  $P = P(S_w)$  in water/oil flow.

This information should be combined with the well log data and the other available data to characterize the reservoir rock in a consistent manner.

Geostatistical methods may be applied to integrate the sparse data and to propagate reservoir properties in a manner that is statistically coherent and consistent. These algorithms are applied to model spatial autocorrelation, to create continuous maps based on the data for the areal and vertical sections and to simulate random realizations (data set) based on a given spatial autocorrelation model. The reservoir is depicted using a very small grid to anticipate the heterogeneity of the reservoir properties. It is the description of the reservoir on the "geo-cellular model". However, the description honors the known and inferred statistics of the reservoir and suffers a considerable degree of uncertainty. The geological description of the -cellular grids in many cases are not feasible.

## **Geology**

The oil and gas accumulations usually occur in porous and permeable portions of beds which are normally sandstone, limestone or dolomite formations. The part of the trap that is oil and gas productive is termed as "reservoir". A reservoir may be hydraulically connected to various volumes of water-bearing rock called aquifers. There are many reservoirs located in large sedimentary basins and share a common aquifer. In numerous cases, the entire trap is filled with hydrocarbon, and the trap and the reservoir are the same. Oil and gas are produced from wells drilled into underground porous rocks. The ensemble of wells draining a common oil accumulation or source or the surface area defined by the well distribution is denoted as oil field. Most oil fields do not produce more than 45% of the oil-in-place, even after enhanced oil recovery (EOR) schemes have been applied. It may be due to bypassing a significant portion of the original reserves by the applied displacement techniques. Extraction of the missing oil can lead to significant economic windfalls because the infrastructure for additional oil recovery is already in place and the cost of production is likely to be minimal. This complies with the ultimate goal underlying the development of the science of

reservoir engineering to attain a maximum efficiency in the exploitation of oil- and gas-bearing reservoirs or in other words, to obtain maximum recovery of oil and gas at a minimum cost. The simulation of petroleum reservoirs is an essential practice in the development of more efficient techniques to increase hydrocarbon recovery and considered the main tool for modern reservoir management. For optimal reservoir management, it's critical to determine the reserves, recovery factors and economic limits as quickly as possible, but that's a difficult job. Using reservoir simulation, engineers are able to forecast a range of production and depletion scenarios based on different variables.

Reservoir simulators allow engineers and geoscientists to build dynamic models that predict the movement of oil and gas flowing in reservoirs under in situ conditions. However, all beneficial aspects of a reservoir simulation are affected by the data that are input into the simulators, input data, and also a correct recording of the performance of the simulated and real systems, output data. The system consists of reservoir, wells and the other facilities. The reservoir simulator is normally constructed on very highly uncertain input data relating the rock and fluid properties. The input data should be delineated based on the output information from the real and simulator systems during the production life of the reservoir. It will help to adapt an optimum strategy to recover the hydrocarbons. Information that will lead to "geological and geophysical modeling" and then "reservoir characterization". The geologist and geophysicists usually concentrate on the rock attributes in four stages:

1. Rock studies; to establish lithology and to determine depositional environment, and to distinguish the reservoir rock from non-reservoir rock;
2. constructing a geological framework; to establish the structural style and to determine the three dimensional continuity character and gross-thickness trends of the reservoir rock;
3. reservoir-quality studies; to determine the framework variability of the reservoir rock in terms of porosity, permeability, and capillary properties (the aquifers surrounding the field are studied as well);

4. integration studies; to develop the 3-D hydrocarbon pore volume and fluid transmissibility pattern. The first two tasks may be categorized under the geological and geophysical modeling of the reservoir. The other two may be classified as reservoir characterization.

## **Заключение**

Основной целью данной работы является исследование корректности применения современных способов моделирования гидроразрыва пласта для воспроизведения исторических данных в гидродинамических моделях месторождений.

Для достижения данной цели был пройден ряд промежуточных этапов, решено множество задач. В рамках выполнения квалификационной работы были проработаны теоретические вопросы по гидродинамическому моделированию, проведению процедуры гидроразрыва пласта, а также были изучены существующие методики воспроизведения ГРП в фильтрационных моделях.

Дипломная работа имеет высокую практическую ценность. Это объясняется тем, что в рамках работы на базе отдела моделирования ОАО ТомскНИПИнефть было проведено построение модели реального месторождения Томской области, которая прошла внутреннюю экспертизу компании и сейчас используется для расчета прогнозных вариантов компании.

При адаптации гидродинамической модели были использован новый подход для настройки расчетных показателей добычи на исторические данные. К таким нововведениям можно отнести задание параметров ГРП на скважинах с помощью специальных ключевых слов, а также использование инструментов интерполяции при корректировке кубов свойств. Следует отметить, что для обоснования корректности использования задания трещин ГРП таким способом было проведено сравнение результат расчета с эталонной моделью, где ГРП моделировался методом измельчения сетки. Для этого был осуществлен подбор параметров и свойств, а также сборка тестовой модели, которая максимально бы отвечала поставленным требованиям. После того как метод подтвердил хорошую сходимость с эталонной моделью был проведен анализ влияния параметров трещины на результат расчета.



Кроме того, в рамках работы над проектом осуществлялось промышленное тестирование корпоративного программного комплекса РН–КИМ. За время работы с ПК РН–КИМ был протестирован его функционал, написаны методические пособия по работе с комплексом, подготовке исходных данных и обработке и выгрузке результатов расчета, также подготовлен отчет о построении модели.

По результатам работы можно утверждать, что поставленные задачи решены, а цель работы достигнута.