

10. Тедер Х. О термолюминесценции карбонатных пород верхнего ордовика Эстонии // Уч. зап. Тартус. ун-та. - 1959. - В. 75. - С. 32-40.
11. Тюрин В.Н. Корреляция карбонатных отложений методом гамма-высвечивания // Труды Куйбышевского НИИ нефт. пром - сти. - 1964. - В. 26. - С. 105 - 113.
12. Ильин В.Д., Клемина Л.Н., Румакин В.Н. Гамма-термолюминесцентные исследования нефтегазоносных карбонатных отложений. // Применение люминесценции в геологии. - Екатеринбург, 1991. - С. 52 - 53.
13. Целлер Э. Термолюминесценция карбонатных отложений // Ядерная геология. - М., 1956. - С. 238 - 247.
14. Lewis D.R. The thermoluminescence of dolomite and calcite. // J. Physical Chemistry. - 1956. - V. 60, N5. - P. 698 - 701.

## RESEARCH OF HETEROGENEITY OF A GEOLOGICAL STRUCTURE PETROLEUM BEARING CARBONATE ROCKS OF TOMSK REGION

Summary: The features of heterogeneity of a geological structure Paleozoic carbonate rocks composing oil and gas reservoirs of Tomsk region are clearly allocated on fragments of a cross-section of chinks by the data of the comparative analysis of luminescent and radiation-optical properties, change of material structure and lithological of the characteristics of rocks. In aggregate with Lithologo-petrophysical and geochemical researches core, the express trains - methods genetic and radiating mineralogy already at an initial stage of their application allow effectively to determine the quantitative display characteristics of layers, packs and horizons, that is especially important in questions stratigraphic of a partition Paleozoic carbonate rocks.

УДК: 55:622.276

## СТАДИЙНОСТЬ ПОСТРОЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Чернова О.С.

В статье рассмотрены новые современные подходы к проблеме построения комплексной геолого-геофизической модели резервуаров нефти и газа. Изложены основные этапы и стадии этого процесса. Определены взаимосвязи между объектами различных уровней. Даны определения элементу и единице потока. Предложена системно-геологическая концепция создания конечной динамической модели резервуара.

На современном уровне геолого-геофизического моделирования используются разнородные материалы, включающие в себя набор разных баз данных (геологических, геофизических, сейсмических, петрофизических и т.д.). Новые подходы по этому вопросу определяют необходимость увязки взаимодействия таких блоков данных, определения их роли, взаимодействия и использования при создании комплексных геолого-геофизических моделей.

Деление процесса создания комплексной геолого-геофизической модели природного резервуара на этапы и стадии предусматривает соблюдение опре-

деленных последовательностей проведения на каждом из них рационального комплекса работ в соответствии с иерархическими уровнями исследований. Взаимосвязь между объектами разных иерархических уровней определяется системно-геологическим подходом, позволяющим учитывать неоднородно-слоистую структуру любого природного резервуара [1].

Любой геологический объект (природный резервуар, группа пластов, пласт и т.д.) представляет собой целостную геологическую систему, уникальную и неповторимую по своей природе и таким образом может быть рассмотрен в качестве динамической системы, функционирующей в геологическом пространстве в определенном временном интервале и имеющей предпосылки быть нефтепроизводящей, нефтегазоносной или водоносной.

Невозможно предполагать, что подобная система может быть однородной на всех элементарных уровнях и во всех направлениях. Учитывая это обстоятельство, подходить к изучению и отображению такой системы, по сути к геологическому моделированию, следует с позиций системно-геологического подхода, предполагающего три этапа и несколько стадий формирования комплексной модели.

На первом этапе предполагается проведение системно-структурных исследований, включающих несколько иерархических уровней - породного, породно-слоевого и литмитного, различающихся размерами составляющих элементов, масштабами и методами исследований. Элементами первого (породного) уровня являются фактический материал (кern), геофизические характеристики разрезов скважин и данные аналитических исследований образцов керна. На втором (породно-слоевом) уровне основным элементом служат электрометрические модели микрофаций. На третьем (литмитном) уровне рассматривается ассоциация породно-слоевых тел (циклитов), слагающих часть резервуара (продуктивного пласта и т.д.) содержащего залежь. В результате интеграции полученных данных создается литолого-геофизическая модель природного резервуара. На этой же стадии происходит создание модели структурной, учитывающей разломы, их тип и направление.

Системно-исторические исследования базируются на физико-седиментологической основе и позволяют перейти от модели литолого-геофизической к модели седиментологической, отражающей условия формирования продуктивных отложений с учетом диа- и катагенетических преобразований. На второй стадии данного этапа создается петрофизическая модель объекта, отражающая фильтрационно-емкостные свойства резервуара и их взаимосвязь с условиями образования горных пород. Полученные модели являются основой для последующих системно-функциональных исследований в области повышения эффективности разработки залежи (рис. 1). Основные геологические операции при системно-структурных и системно-исторических исследованиях отражены на рис. 1.

При построении комплексной геологической модели следует учитывать одно из важнейших и наиболее общих свойств пород - неоднородность. Проблема неоднородности возникает на любом уровне изучения - в петрографии, петрофизике, литологии, структурной, нефтяной, нефтепромысловой геологии, в седиментологии и везде она принимает свои масштабы и размеры. Главной причиной, обуславливающей изменчивость каких-либо свойств и параметров как самой породы, так и архитектуры резервуара по площади и разрезу являются фаціальные условия образования осадка, т.е. седиментационная об-

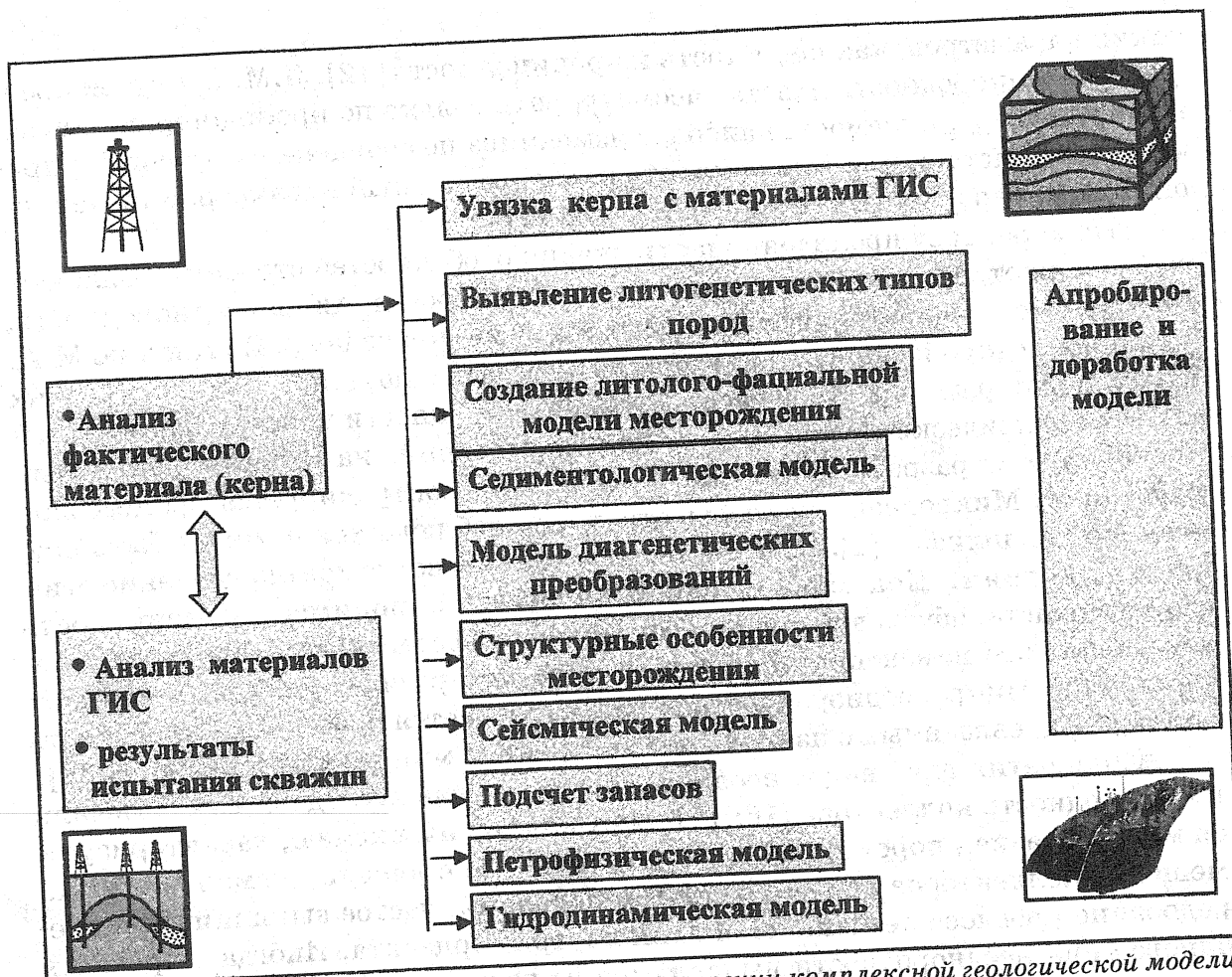


Рис.1. Основные геологические операции при построении комплексной геологической модели

становка осадконакопления. Усугубляющими степень изменения литолого-физических свойств коллектора являются постседиментационные процессы.

В литературе встречается множество формулировок, описывающих виды и понятия различных неоднородностей. Проблемой неоднородности занимались многие исследовательские коллективы, среди которых следует отметить работы М.А. Жданова, И.П. Чоловского, В.И. Грайфера, А.И. Комарова, Ю.П. Борисова, М.И. Максимова, М.Л. Сургучева, Б.Т. Баишева, В.В. Воинова, Л.Ф. Дементьева, В.Д. Лысенко, Раца, Ш.К. Гиматудинова, М.М. Иванова и др. [2; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13]. Но до настоящего времени нет единой точки зрения как по вопросам терминологии, классификации так и оценки неоднородности пластов.

Впервые понятие неоднородности введено в работах Л.Ф. Дементьева [8;9]. Он дает несколько расширенное определение геологической неоднородности продуктивного пласта, понимая под этим непостоянство и изменчивость как по площади, так и по разрезу литологической характеристики и физических свойств пород, слагающих продуктивный пласт. Аналогичный смысл в понятие неоднородности вкладывают М.М. Иванова и [13], считающие, что это не что иное, как изменчивость вещественного состава горных пород, их физических и коллекторских свойств.

Виды геологической неоднородности многообразны, что породило появление несколько «узкого» понятия этого термина у специалистов-разработчиков. Так Ш. К. Гиматудинов подразумевает по неоднородностью изменение

таких параметров, как пористость и проницаемость [12]. Л.М. Сургучев предлагает неоднородность пласта рассматривать только по проницаемости, имея в виду, что проницаемость наиболее изменчива по сравнению с другими параметрами пласта и, в то же время, это наиболее важный параметр, определяющий характер движения жидкости в пласте [7].

По характеру проявления и отражения особенностей строения коллектора выделяют неоднородность двух видов: макро- и микронеоднородность, трактуемые, однако, многими исследователями по-разному. По мнению М.А. Жданова, микронеоднородность можно показать с помощью литологических профильных разрезов, карт распространения мощности коллектора, карт изменения физических свойств и других построений, на основании которых проектируется разработка нефтяных залежей и контролируется процесс эксплуатации. Микронеоднородность отчетливо наблюдается и может быть изучена лишь в шлифах [2]. Л.Ф. Дементьев дает более четкое определение этим двум понятиям. Под макронеоднородностью он понимает изменчивость свойств пласта, обуславливающих морфологию, форму тела-коллектора. Следовательно это изменение мощности пласта, его расчлененность, прерывистость. Под микронеоднородностью подразумевается изменчивость свойств коллектора, связанных с изменением внутренней микроструктуры пород [8].

Кроме этих двух видов неоднородности многие исследователи замечали неоднородность коллектора [16; 17]. Этот вид, по их мнению, характеризуется многообразием поровых каналов по форме и по площади, по мощности, загромождение коллекторов непроницаемыми породами, частое выклинивание, чередование прослоев песчаников и глиен внутри горизонта. Иногда в пределах одного типа неоднородности выделяются ее различные модификации, тогда неоднородность пород по площади условно разделяется на два резко отличных вида. В первом случае неоднородные участки слишком малы и их распределение хаотично. Вторая разновидность неоднородности пород по площади характеризуется тем, что размеры неоднородных участков достаточно велики, чтобы существенно влиять на процесс фильтрации.

А.И. Леворсен считает, что изменение и характер свойств пород зависят, в первую очередь, от условий формирования пород, от степени однородности и свойств частиц, слагающих породу; и во-вторую очередь, - от уплотнения частиц, от степени вторичной цементации, от трещиноватости. На основании изложенного можно сделать вывод, что выделение разновидностей геологической неоднородности есть закономерный процесс познания при изучении различных ее проявлений.

Неоднородность именуется геологической, так как она обусловлена в основном геологическими процессами, результатом которых являются изменения в литологии, петрографии, физических свойствах пород-коллекторов. Это отражается в виде непостоянства мощности пластов, в значительной изменчивости фильтрационно-емкостных параметров по площади и разрезу, в характере строения пластов, в различной продуктивности скважин.

При решении задач, связанных с геологическим моделированием следует рассматривать неоднородность, как изменчивость, в первую очередь фильтрационных и емкостных свойств пород коллекторов, обусловленную их литологическим составом, и неоднородность пространственной геометрии строения продуктивных пластов и пропластков, т.е. объемную неоднородность коллектора. Поскольку большинство месторождений многопластовые, и как пра-

вило, один эксплуатационный объект содержит значительное количество пластов и пропластков, скоррелированных по площади, то целесообразно рассматривать его неоднородность по разрезу и по площади. Проведение исследований в этом направлении позволит не только охарактеризовать изменчивость величин параметров по объему, но и увязать эту изменчивость с условиями осадконакопления и последующими геологическими процессами.

В общем виде уровни неоднородности могут быть представлены в следующем масштабе.

На самом низшем уровне мы встречаемся с микронеоднородностью коллектора. Этот тип неоднородности обусловлен положением и характеристикой зерен, слагающих породу, т.е. это структура породы. Это свойство не видимое глазом, т.к. без специальных исследований невозможно определить и зафиксировать положение в пространстве каждого элемента этого уровня, т.е. каждого минерального зерна. Основными характеристиками микронеоднородности служат гранулометрический состав, ориентировка, размер, форма, сортировка и упаковка зерен. Определенные структурные изменения этих характеристик имеют огромное значение при разработке коллектора. Интересным образом влияет на фильтрацию флюидов упаковка зерен. По данным А. Perrodona (1998) при кубической упаковке зерен пористость коллектора составляет около 48%. Ромбическая упаковка зерен дает пористость 23 – 27%. При упаковке зерен разных по размеру пористость резко уменьшается до 10 – 14% [13]. Значительное влияние на эффективную пористость оказывает распределение рас-

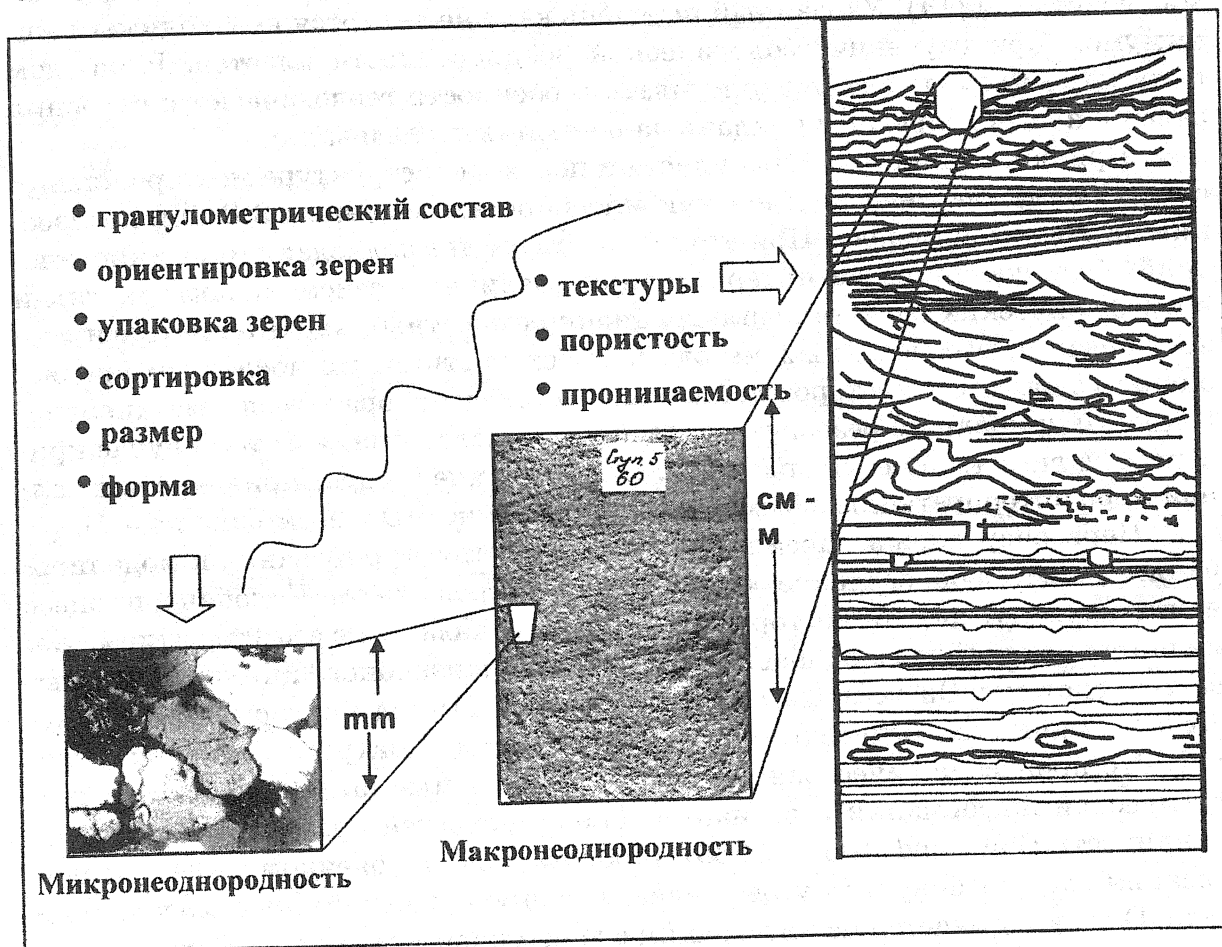


Рис.2. Последовательность изучения неоднородности на низших уровнях

сеянной глины, ее пропластков, наличие обломков пород и глинистых зерен.

Макронеоднородность структуры может быть рассмотрена невооруженным глазом. Это параметр, определяемый для каждой скважины. В качестве основных элементов рассматриваются образцы породы, по которым изучаются геолого-физические характеристики (литология, текстуры, пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность, карбонатность и т.д.) (рис. 2).

При описании межскважинного пространства следует использовать следующий вид неоднородности – мезонеоднородность. На данном уровне размеры элементарных тел и их количество позволяют зафиксировать положение каждого из элементов в пространстве и затем отобразить это положение на картах, схемах, профилях и т.д. В геолого-промысловой практике изучения неоднородности месторождений на мезоуровне необходимым является построение карт общих мощностей пласта, показывающих суммарные мощности различных элементов потока. Карты распространения коллекторов или зональных интервалов позволяют оценить прерывистость продуктивных пластов. Особенно полезны данные карты при их совмещении с картами эффективных мощностей. Карты распространения зон слияния пластов позволяют установить возможные зоны перетоков нефти или зоны обводнения за счет слияния с водоносным горизонтом.

Карты геофизических параметров (например, нормированное значение ПС) указывают на распространение зон с различной гидродинамикой среды и соответственно дают возможность прогноза зон с наилучшими коллекторскими свойствами [14]. Указанный перечень карт не является необходимым минимумом при изучении геологической неоднородности пластов. В каждом конкретном случае следует учитывать особенности геологического строения залежи и четко определять задачи дальнейших исследований.

При описании структуры пласта и переходе к структуре месторождения следует опираться на сейсмическую интерпретацию данных 3-D при построении статической модели. При этом существует два подхода: детерминистический, базирующийся на интерпретации различных сейсмохарактеристик и петрофизических расчетах фильтрационно-емкостных характеристик и стохастический, обоснованный методами геостатистики. На последнем уровне, оперируя для всего месторождения в целом, следует обратиться к метанеоднородности природного резервуара. Масштабы исследования в этом случае приобретают гигаскопические размеры. На этом этапе следует привлекать в полной мере интерпретацию сейсмических данных по 3-D и возможно по 4-D.

Первоочередной задачей при переходе от структурирования к моделированию является определение основных параметров пласта. Подобный процесс начинается с открытия месторождения и заканчивается с его закрытием, т.е. является по своей сути непрерывным на время жизненного цикла разрабатываемой системы. Он охватывает все технологии и методы которые способствуют пониманию геологического и петрофизического контроля потока жидкостей. Это процесс количественной оценки свойств пласта, распознавания геологической информации и познания закономерностей пространственной изоменичности (Lake and Carrol, 1986). В общем виде, в конечном итоге моделирования следует получить усовершенствованную динамическую модель объекта. Она складывается из интеграции структурной модели по 3-D сейморазведке, седиментационной и петрофизической моделей.

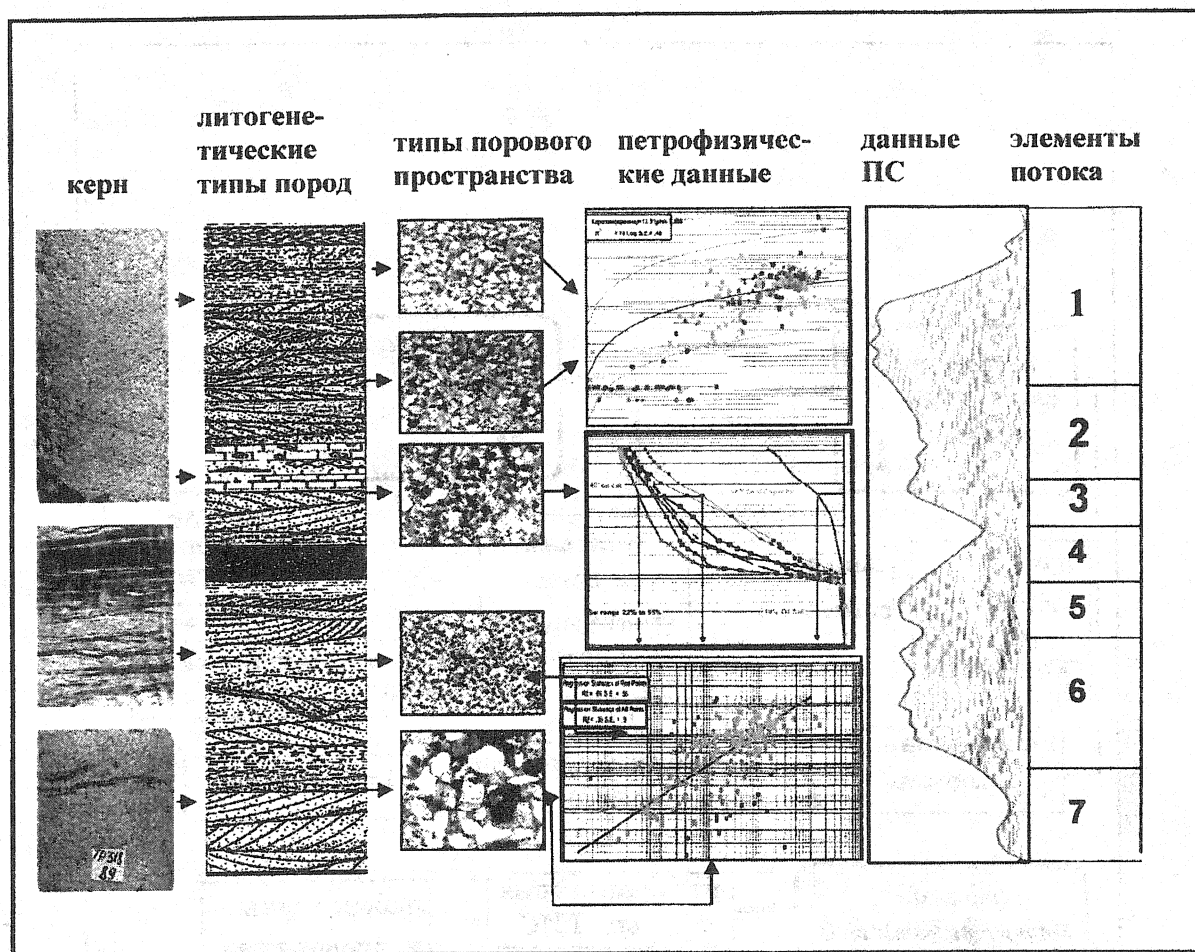


Рис.3. Последовательность определения параметров пласта и геостатистическая модель

Таким образом определение параметров пласта складывается из различных уровней неоднородности – микромодель пласта (шлиф) - макромодел (кern) - литогенетический тип (единица потока) - литофация (элемент потока), характеризующих геологическую модель (рис. 3).

Под элементом потока следует понимать картируемый участок пласта, в пределах которого геологические и петрофизические свойства, определяющие поток, постоянны и предсказуемо отличаются от свойств других объемов пород резервуара (modified from Ebanks and Others, 1992). Любой элемент потока обладает некоторыми свойствами, которые можно определять с достаточной достоверностью. Как таковой, элемент потока представляет собой удельный объем пласта, состоящего из пород-коллекторов и неколлекторов, имеющих разную литологию и флюидов их насыщающих. Элемент потока свободно поддается корреляции и может быть спрогнозирован в межскважинном пространстве. Для территориального деления элементов потока можно использовать данные каротажа, позволяющие изучать весь разрез, что не всегда возможно при работе с kernом из – за фрагментарности его выноса. Поэтому основными данными для определения элементов потока должны служить стратиграфические, седиментологические, структурные, петрографические, петрофизические и эксплуатационные характеристики объекта.

В соответствии с вышесказанным, основные этапы геологического моделирования должны объединять несколько уровней взаимодействия моделей – структурной, седиментологической и петрофизической. На каждой стадии построения типовой

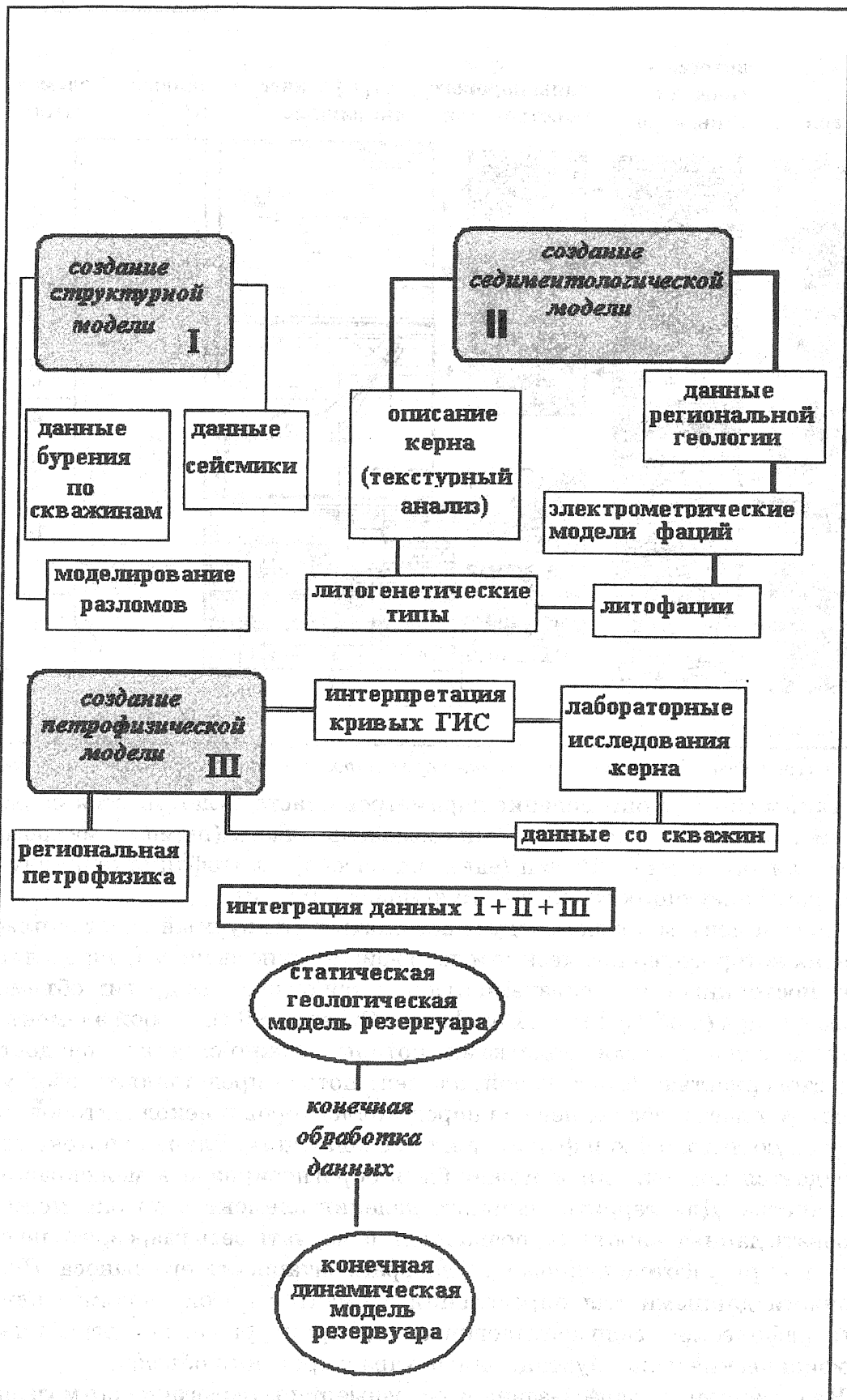


Рис.4. Основные этапы и стадии построения комплексной геолого-геофизической модели резервуара



модели задачи исследований решаются по определенным схемам. Ключевые моменты этих схем и взаимоотношения моделей между собой представлены на рис. 4.

Таким образом, рассмотренный методологический подход в значительной мере структурирует последовательность построения геостатических моделей резервуаров нефти и газа, объединяя в новом качестве комплексные геолого-геофизические материалы.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Чернова О.С. Методологические аспекты геолого-геофизического моделирования резервуаров нефти и газа. // Сб. тр. Физика нефтяного пласта. - Новосибирск: НОЦ «ЮКОС-Новосибирск», 2002. - С. 234-238.
2. Жданов М.А. Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. Учебное пособие для вузов. - М.: Недра, 1981. - 453 с.
3. Чоловский И.П. Геологопромысловый анализ при разработке нефтяных месторождений. - М., Недра, 1977. - 275 с.
4. Способ разработки зонально неоднородных по коллекторским свойствам залежей нефти / В.И. Грайфер, А.И. Комаров, В.Д. Лысенко и др. // Изобретение. А.с. 356344. - 49 с.
5. Борисов Ю.П., Рябина З.К., Воинов В.Е. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1976. - 239 с.
6. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М., Недра. 1975. - 380 с.
7. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1985. - 136 с.
8. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловой геологии. - М.: Недра, 1988. - 148 с.
9. Дементьев Л.Ф., Акбашев Ф.С., Файнштейн В.М. Изучение свойств неоднородных терригенных нефтеносных пластов. - М.: Недра, 1980. - 239 с.
10. Лысенко В.Д. Теория разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1993 с.
11. Рац М.В. Неоднородность горных пород и их физических свойств. - М.: Наука, 1968. - 128 с.
12. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Учебник. Гиматулинов Ш.К. и др. - М: Недра, 1988. - 302 с.
13. Терминологический справочник. "Нефтегазопромысловая геология". под редакцией Ивановой М.М. - М.: Недра.: 1983.
14. Dynamics and Methods of study of Sedimentary Basins. 1998, Oxford & IBN Publishing Co. Pvt., Copyright reserved. ISBN 81-204-1256-7 – 392 p.
15. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. - М.: Недра, 1984. – 260 с.
16. Дмитриевский А.Н. Системный подход в геологии нефти и газа. Общие принципы использования системного анализа в геологии // Геология нефти и газа. - 1993. - № 10. - С. 2 -4.
17. Борисенко З. Г. Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа. М., Недра, 1980.

УДК: 55:622.276

## STAGES OF COMPLEX GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL MODELS CREATION RESERVOIRS OIL AND GAS

Chernova O.S.

In the article reveals the new modern approaches to a problem of construction of complex geologic-geophysical model of reservoirs oil and gas of construction of complex are considered. The basic stages and stages of this process are stated. The interrelations between objects of various levels are determined. The definitions to an element unit and of a flow unit are given. The system-geological concept of creation of final dynamic model of the reservoir is offered.

УДК:553.411

## НОВЫЙ ЗОЛОТОРУДНЫЙ УЗЕЛ «БУРНЫЙ» ЕНИСЕЙСКОГО КРЯЖА

Черняева Е.И., Черняев Е.В., Кошкарев В.Л.

На основе комплексного анализа геологических, геохимических и геофизических материалов и результатов проведенных поисковых работ в северной части Енисейского кряжа обосновывается выделение нового золоторудного узла. Приводится региональная металлогеническая позиция рудного узла, его геолого-геофизическая модель. Рассматриваются основные черты геологического строения и золотоносности. Обосновывается золото-кварцевый тип оруденения и аналогия с Советским золоторудным узлом.

### Золоторудные формации и металлогеническое районирование Енисейского кряжа

Енисейский кряж является крупной золоторудной провинцией, основная золотоносность которой связана с байкальским циклом тектогенеза и металлогении. Большинство золоторудных месторождений кряжа размещаются в карбонатно-терригенно-сланцевых отложениях сухопитской серии верхнего протерозоя, в пределах Центральной (Ангаро-Вороговской) и, частично, Каменско-Чернореченской структурно-формационных зон Заангарской миогеосинклинали. Пространственно они ассоциируют с орогенными позднерифейскими гранитоидами татарско-аяхтинского комплекса и размещаются в экзоконтактовой зоне интрузий на расстоянии 5-10 км от последних [3]. Золоторудные месторождения Енисейского кряжа представлены золото-кварцевой и золото-сульфидной формациями. Характерными представителями первой являются месторождения Советское и Эльдорадо, а второй – Олимпиадинское и Ведугинское.

Формирование золоторудных месторождений, размещающихся в терригенных толщах, большинством исследователей связывается с гранитоидным магматизмом средней и завершающей стадий орогенеза при преобладании складчато-глыбовых дислокаций [2, 4, 5, 6, 7]. Глубинный магматогенный характер рудообразующих флюидов подтверждается результатами изотопного анализа серы, углерода и кислорода [12]. Рудовмещающие толщи слагаются карбонатно-терригенными и терригенными формациями, характеризующими-