СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гурова Т.И., Казаринов В.П. Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 370 с.
2. Трушкова Л.Я. Основные закономерности распространения продуктивных пластов и покрышек в неокоме Обь-Иртышского междуречья // Вопросы литологии и палеогеографии Сибири: Труды СНИИГГиМС. – 1970. – Вып. 106. – С. 4–12.

Поступила 01.11.2006 г.

УДК 551.31

ОТОБРАЖЕНИЕ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И.Н. Кошовкин, В.Б. Белозеров

Томский политехнический университет
E-mail: KoshovkinIN@hw.tpu.ru

Рассматриваются вопросы формализации отображения литолого-фациальных особенностей резервуаров при построении геологических моделей нефтяных и нефтегазовых месторождений. Формализация процесса позволяет строить более адекватную цифровую модель геологического объекта. Это, в свою очередь, позволяет формализовать процесс адаптации геологической модели по мере накопления данных в процессе эксплуатации месторождения и оптимизировать добычу углеводородов с применением новых технологий.

Актуальность

Современное состояние разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений характеризуется рядом особенностей [1], которые предрасполагают к развитию исследовательских, аналитических и инженерных работ при составлении проектно-технологической документации. Отметим лишь некоторые, стимулирующие внедрение новых технологий: значительная степень истощенности запасов многих месторождений, высокая обводненность добываемой нефти, рост доли трудноизвлекаемых запасов, большой фонд бездействующих скважин и др. Для месторождений Западной Сибири и, в частности, для месторождений Томской области, необходимо отметить особенности терригенных коллекторов, характеризующихся высокой неоднородностью и слабой согласованностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Указанные особенности требуют совершенствования методов и средств проектирования операций по применению технологий, таких как, гидроразрыв пласта, бурение горизонтальных скважин, зарезка боковых стволов. Перспективным является использование методов компьютерного моделирования с построением 3D сейсмических, геологических и гидродинамических моделей резервуаров. Развитие методов компьютерного моделирования разработки залежей углеводородов, предъявляет повышенные требования к построению геологических моделей продуктивных резервуаров. В частности, в модели должно учитываться всё многообразие фильтрационно-емкостной неоднородности коллектора, последнее актуализирует совершенствование подходов к исследованиям свойств неоднородностей резервуара, обусловленных литологическими особенностями пласта.

Неоднородности резервуара, обусловленные литологическими особенностями пласта, проявляются как во внешних, так и внутренних его свойствах [2]. Внешние свойства отражают фациальную неоднородность строения коллектора, формирование которого связано, как правило, с рядом конкретных обстановок осадконакопления. Каждая обстановка имеет своё пространственное развитие, где фильтрационно-емкостные свойства коллектора могут быть охарактеризованы индивидуальной зависимостью пористости и проницаемости. Границам раздела фациальных обстановок свойственно формирование непроницаемых барьеров, представленных прослоями глин и карбонатизированных песчаников, выполняющих роль фронтальных экранов для залежей нефти и газа. К внешним свойствам коллектора можно также отнести его макрофильтрационную неоднородность в разрезе и по площади. В разрезах это отражается в последовательном увеличении или уменьшении гранулометрических разностей, влияющих на значения проницаемости, от подошвы к кровле пласта, либо однородном, градационном, распределении зернистости. Каждой фациальной обстановке свойственна своя последовательность гранулометрического распределения по разрезу, влияющая на положение и величину интервала притока углеводородов в объеме коллектора.

Внутренние свойства пласта проявляются в его текстурных особенностях формирующих микрофильтрационную неоднородность коллектора и характеризующих неоднородность (анизотропию) притока углеводородов в скважину по площади. Наблюдаемые разновидности косослоистых текстур, связанные с проявлением ряби (луноподобной, вол-

нистой, линзовидной), можно объединить в две большие группы – упорядоченно слоистые и хаотичные. Для упорядоченной группы свойственна хорошая выдержанность прослоев в одном направлении и частое их чередование в перпендикулярном. В хаотично косослоистых коллекторах выдержанность прослоев в каком-либо направлении отсутствует. Вследствие этого в перовой (упорядоченной) группе проявляется пространственная анизотропия фильтрации, а во второй она отсутствует.

Формирование методики корректной классификации терригенных коллекторов

В практике зарубежных исследований интеграция параметров пористости и проницаемости при описании ФЕС гранулярного коллектора рассматривается в свете концепции ***гидравлических единиц потока (коллектора)*** [3–4], позволяющих выделять типы (классы) пород с близкой характеристикой порового пространства. В соответствии с формулировкой *гидравлическая единица коллектора* (*потока*) – *HU* определяется как «***представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других пород***». Помимо петрофизических параметров гидравлические единицы имеют пространственное развитие, подчёркивая литологическую и фациальную неоднородность коллектора. Но, при этом, один тип коллектора может образовываться в различных фациальных обстановках и наоборот, как правило, в пределах одной фации присутствуют несколько гидравлических единиц потока. Возможность *HU* характеризовать фильтрационно-емкостную неоднородность резервуара в пространстве, позволяет выбрать её в качестве базового элемента при построении математической модели коллектора.

Выделение гидравлической единицы потока базируется на расчете параметра индикатора гидравлической единицы (*FZI*) по значениям пористости и проницаемости, полученным для конкретных образцов керна:

$$FZI = \frac{0{,}0314\sqrt{\frac{k}{\phi}}}{\frac{\phi}{1-\phi}},$$

где *FZI* – Flow zone indicator – индикатор гидравлической единицы; ϕ – porosity – пористость; k – permeability – проницаемость.

Концепция гидравлических единиц подразумевает, что существует ограниченное число типов коллектора, характеризующихся уникальным средним значением *FZI* и разброс значений *FZI* около среднего вызван случайными экспериментальными погрешностями. Прежде всего, необходимо определить число таких типов коллекторов и границы *FZI* для каждого из них. Созданные в методике данного направления процедуры ориентированы на использование имеющиеся экспериментальных данных по керну и множество качественных, графических и аналитических методов. Проведённая систематизация распределения *FZI* в зависимости от значений пористости и проницаемости резервуара с учётом неоднородности его порового пространства (размер и схожесть формы зёрен, извилистость поровых каналов и т. д.), позволила [5] разработать схему классификации терригенных коллекторов для месторождений Западной Сибири на основе выделения гидравлических единиц потока. Для всей совокупности терригенных резервуаров исследуемых месторождений были выделены классы гидравлических единиц потока, имеющие определённые диапазоны, характеризующиеся близкими средними значениями *FZI*. В таблице приведены характеристики *FZI,* рассчитанной для пласта $Ю_1^3$ Крапивинского месторождения.

Практические процедуры выделения классов коллекторов и построения на этом подходе фильтрационной модели основаны на расчёте (рис. 1Б) и последующей систематизации (рис. 1Д) комплексного параметра *FZI*. Основой систематизации является выделение на графике накопленной частоты комплексного параметра *FZI* (рис. 1Д) прямолинейных участков, соответствующих гидравлическим единицам потока (классы коллектора).

Таблица. *Характеристики гидравлических единиц коллекторов*

HU	*FZI*			ϕ, д.е.	k, мД	Литологическая характеристика
	Мин.	Макс.	Среднее			
7	6,00	10,69	7,7	0,190	711	Песчаники среднезернистые, однородные, хорошо отсортированные
6	3,00	5,99	4,2	0,175	174	Песчаники средне-мелкозернистые, однородные
5	1,50	2,99	2,1	0,167	36	Песчаники мелко-среднезернистые с градационной слоистостью
4	0,75	1,49	1,10	0,145	5,75	Песчаники мелкозернистые и алевролиты с прослоями глинисто-углистого детрита
3	0,37	0,74	0,54	0,139	0,92	Песчано-алеврито-глинистые разности
2	0,20	0,36	0,3	0,118	0,18	Песчано-алевролито-глинистые разности. Разнообразная слоистость
1	0,19	0,186	0,164	0,112	0,07	Алеврито-глинистые разности. Разнообразная слоистость

Если *FZI* имеет устойчивые корреляционные зависимости с литологическими, петрофизическими, гранулометрическими, геофизическими свойствами породы (рис. 1А), то классы коллектора связаны с гидродинамическими (рис. 1В, 1Е) параметрами пласта (капиллярные кривые и относительные фа-

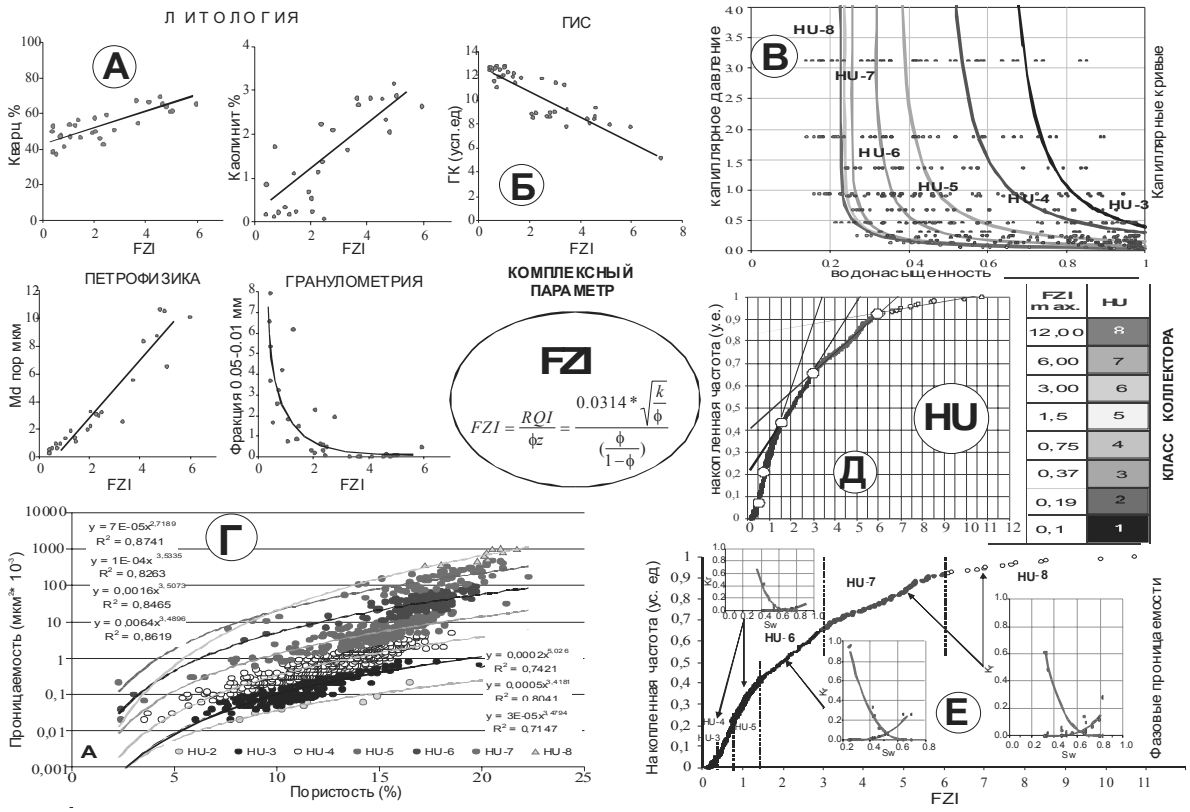


Рис. 1. *Выделение классов коллектора на примере пласта Ю$_1^3$ Крапивинского месторождения*

зовые проницаемости). В свете гидравлических единиц потока, отношение параметров пористости и проницаемости рассматривается как совокупность зависимостей для каждого из выделенных классов коллектора (рис. 1Г). Это позволяет по значениям пористости и выделенному классу коллектора более точно определять его проницаемость.

Прогноз коллекторских свойств резервуара по данным 3D сейсморазведки

В настоящее время все более широкое применение находит технология интерпретации данных сейсморазведки с целью прогноза коллекторских свойств резервуара с использованием расчетов акустических жесткостей (процедура инверсия). Исследование физических свойств пород на керне, выполненное, в том числе и на Крапивинском месторождении, показывает, что есть тесная связь между акустической жесткостью и пористостью пород. Данный подход позволяет изучать по данным сейсморазведки не границы отражающих горизонтов, а стратиграфические свойства слоев и по ним прогнозировать характеристики ФЕС. Расчеты с применением процедуры трехмерной инверсии позволяют создать многослойный куб импедансов [6]. (Импеданс есть произведение скорости на плотность). Применение указанных процедур и методик интерпретации позволяет проследить все слои в сейсмическом кубе и визуализировать значение импеданса для каждого слоя. В мировой практике является обыденным применение данной методики для решения разнообразных задач, как этапа разведки, так и при решении оптимизационных задач этапа разработки. Использование специальных интерпретационных пакетов программ при интерпретации данных 3D сейсморазведки (в частности, трехмерной стратиграфической инверсии или аналогов) позволяет:

- выделять неоднородность резервуара и распределение флюидов между двумя скважинами;
- прослеживать улучшение вертикальной разрешимости, в частности выделение микрослоёв для объектов разработки;
- коррелировать между скважинами значения параметров пласта-коллектора, рассчитываемых по акустическим параметрам.

Эти и другие функциональные возможности специальных интерпретационных пакетов создают новые возможности применения 3D сейсморазведки для проектирования горизонтальных скважин и, в целом, для оптимизации разработки.

Технология опробована [7] для расчета инверсии на Крапивинском месторождении (рис. 2). Для прогноза распределения фильтрационно-емкостных свойств в объёме коллектора были выполнены инверсионные преобразования сейсмических данных с получением куба акустической жёсткости. Инверсионные преобразования проведены в пакете STRATA компании Hampson-Russell по 20 разве-

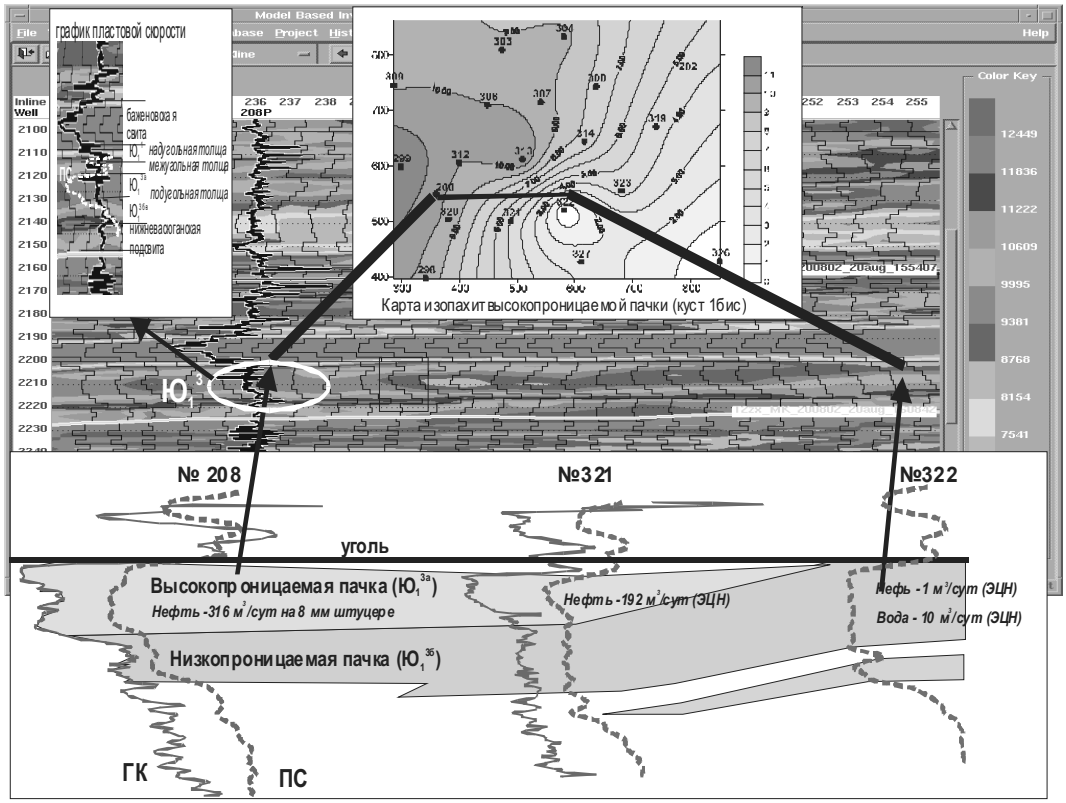


Рис. 2. *Выделение высокопроницаемых пачек в объёме пласта $Ю_1^3$ из временных разрезов с использованием процедуры «инверсия»*

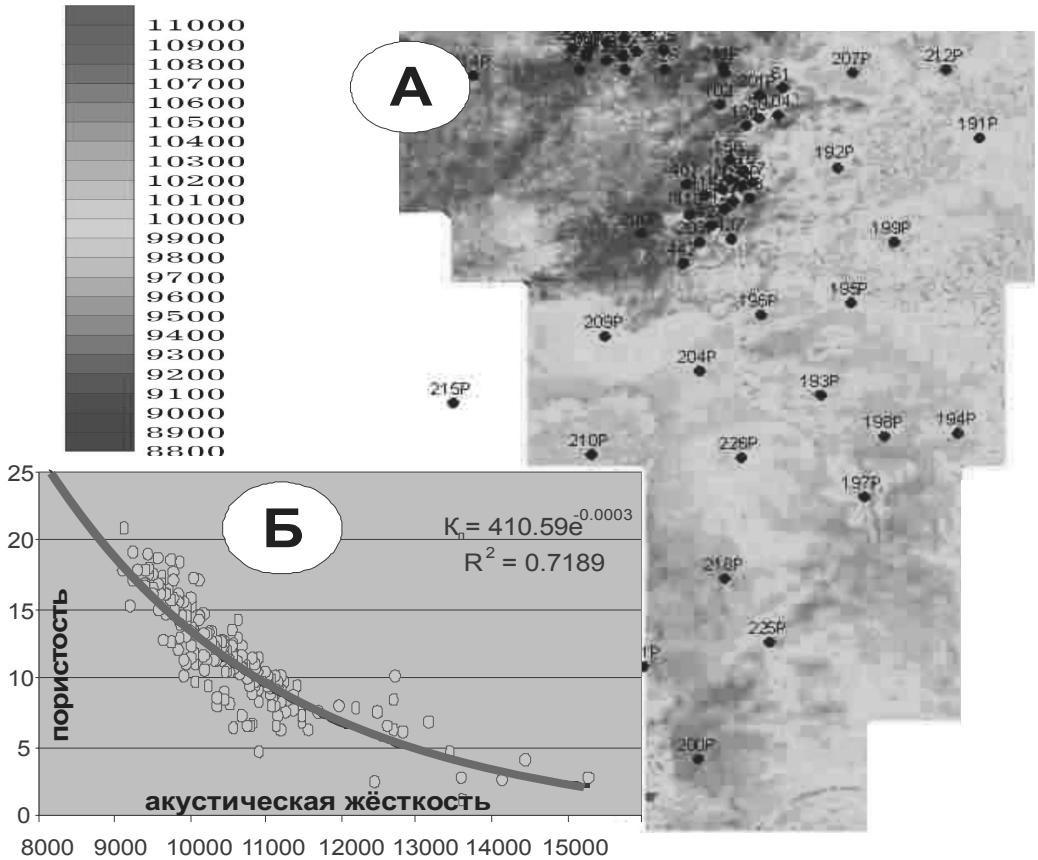


Рис. 3. *Карта акустической жёсткости (А) и график зависимости акустической жёсткости от пористости (Б) для пласта $Ю_1^3$ Крапивинского месторождения*

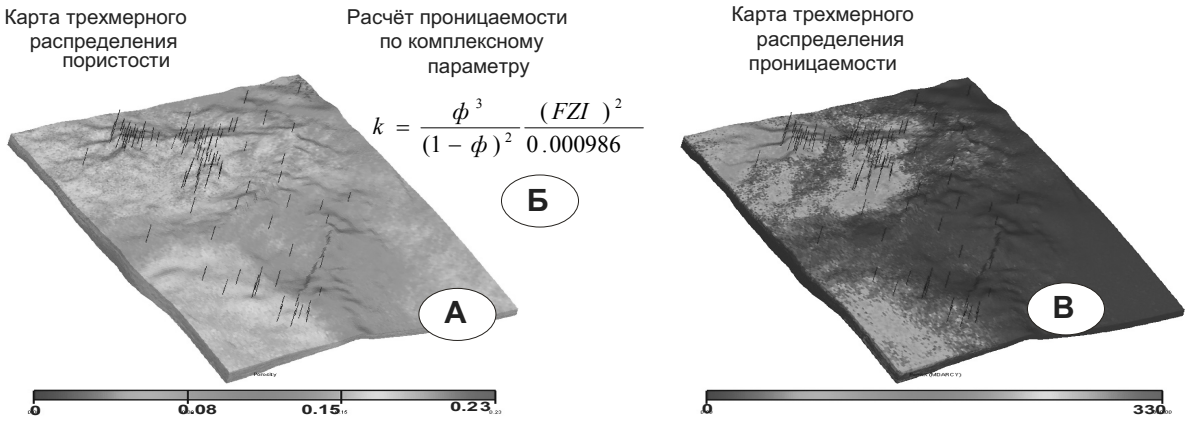


Рис. 4. *Распределение фильтрационно-емкостных свойств в пласте* $Ю_1^3$

дочным скважинам, каротажные кривые в которых были предварительно отредактированы. В процессе обработки использован алгоритм инверсии основной модели, а подбор импульса осуществляется по всем имеющимся скважинам.

Полученные разрезы акустической жёсткости, где отчётливо проявилась высокопроницаемая толща пляжевых песчаников (рис. 2), свидетельствуют о возможности выделения высокопродуктивных зон в объёме пласта $Ю_1^3$.

Анализ разрезов акустической жёсткости показал их пригодность для количественного прогноза коллекторских свойств песчаного пласта (пористости) по месторождению в целом. Пересчёт карты средней акустической жёсткости (рис. 3А) в карту средней пористости был осуществлён на основе зависимости керн-керн, построенной по данным лабораторных исследований (рис. 3Б).

На основе полученной карты средней пористости и характера её изменения в разрезе по скважинным данным построена трехмерная модель распределения пористости по месторождению в целом (рис. 4А). Для пересчёта трёхмерной модели пористости в трёхмерную модель проницаемости (рис. 4В) был использован вычисленный для Крапивинского месторождения по атрибуту мгновенной фазы комплексный параметр *FZI*, отражающий зависимость пористости от проницаемости (рис. 4Б). Далее, полученные пространственные распределения ФЕС по пласту $Ю_1^3$ были положены в основу построения гидродинамической модели.

Методика построения геологической модели месторождения

Отображение геологических особенностей формирования резервуара в компьютерной геологической модели предполагает создание адекватных методов и процедур, позволяющих получить наиболее полный объём информации о строении резервуара. Процесс построения статической геологической модели резервуара с учетом его литолого-фациальной структуры предполагается выполнить в следующие этапы:

- построение литолого-седиментационной модели – выделение литофаций и литотипов, по данным ГИС, исследований керна, данных сейсморазведки;
- выделение типов коллектора (гидравлических единиц потока), участвующих в строении продуктивного пласта месторождения, расчет индикатора *FZI* для каждого типа коллектора по данным исследований керна;
- построение петрофизической модели с учетом стохастического распределения гидравлических единиц потока в пределах каждой фациальной обстановки.

Методические подходы выделения литофаций и литотипов детально рассмотрены с участием авторов в работе [8]. Базируясь на вышеописанном подходе выделения типов коллекторов и расчета индикатора *FZI* для каждого типа коллектора, сформируем завершающую процедуру построения геологической модели. Учитывая реализацию стохастической модели резервуара, в межскважинном пространстве для каждого слоя, в пределах каждой фациальной обстановки, формируются свои гистограммы распределения гидравлических единиц потока. Проведённая систематизация *FZI* позволяет построить зависимость пористости и проницаемости от класса коллектора, появляется возможность прогноза проницаемости коллектора, если для анализируемой точки разреза по данным ГИС определены пористость и номер гидравлической единицы потока.

Процедуры формирования петрофизической модели с учетом выделения классов коллекторов предусматривают следующие пошаговые действия:

Шаг 1. Формирование объёмной сетки модели в соответствии с существующим регламентом, рис. 5А.

Шаг 2. Выделение совокупности классов коллектора (гидравлических единиц потока) в объёме анализируемого пласта и определение для них граничных значений петрофизических и гидродинамических параметров по данным лабораторных исследований (пористость и проницаемость, остаточная водонасыщенность, относительные фазовые проницаемости, капиллярные кривые), рис. 1.

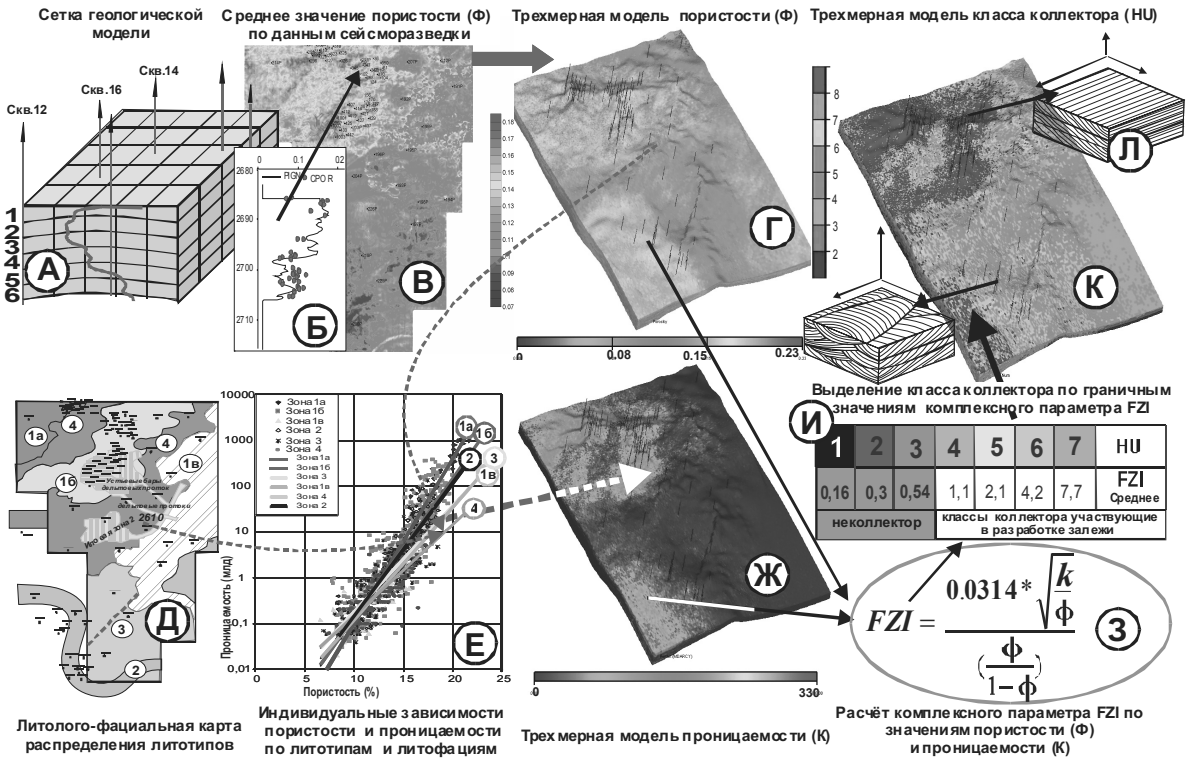


Рис. 5. *Последовательность построения петрофизической модели*

Шаг 3. Расчёт индивидуальных зависимостей пористости и проницаемости для выделенных литотипов (литофаций) по данным лабораторных исследований, рис. 5Е.

Шаг 4. Расчёт пористости и водонасыщенности по данным ГИС в скважинах (рис. 5Б).

Шаг 5. Прогноз трёхмерной модели пористости коллектора с учётом данных сейсморазведки (рис. 5Г), возможные варианты реализации: 1) корректировка трехмерной стохастической модели пористости, построенной по данным бурения для отдельных фациальных обстановок, картой средней пористости пласта по данным 2D или 3D сейсморазведки (рис. 5В); 2) построение куба пористости по методике преобразования данных 3D сейсморазведки с применением процедуры инверсии (описано выше).

Шаг 6. Расчёт трёхмерной модели проницаемости (рис. 5Ж) по трехмерному кубу пористости (рис. 5Г) с использованием индивидуальных фильтрационно-емкостных зависимостей (рис. 5В) и уточнённой фациальной модели (рис. 5Д).

Шаг 7. Построение трёхмерной модели распределения классов коллектора (рис. 5К) на основе расчёта комплексного параметра (рис. 5З, 5И) по трехмерным картам пористости и проницаемости.

Шаг 8. С учётом фациальной характеристики выделенных литотипов разреза, каждой геологической ячейке, в зависимости от прогнозируемого типа слоистости (упорядоченная или хаотичная), могут быть назначены вектора анизотропии абсолютной и фазовой проницаемостей.

Таким образом, основой петрофизической модели является модель распределения классов коллектора (рис. 5К), которая для каждой ячейки позволяет, с одной стороны – определить гидродинамические параметры (капиллярные кривые, фазовые проницаемости), свойственные данному классу (рис. 1В, 1Е), а с другой – провести корректировку проницаемости, базируясь на значениях пористости в ячейке (рис. 5Г) и существующих зависимостях пористости и проницаемости от класса коллектора (рис. 1Г).

Заключение и выводы

Структура коллектора предопределяет динамику движения в нем жидкой фазы. Построение геологических моделей месторождений нефти с учетом структуры резервуаров может повысить эффективность и адекватность компьютерного моделирования. Создание методик моделирования фильтрационных процессов в неоднородных коллекторах делает востребованными процедуры формализованного описания неоднородностей резервуара. Построенная геологическая модель на базе разделения коллекторов по классам гидравлических единиц потока позволяет проводить корректировку гидродинамической модели с учетом изменения проницаемости по мере изменения значения класса коллектора ячейки при постоянной величине пористости. Следовательно, не меняя величину балансовых запасов углеводородов залежи, можно просчитать более эффективный вариант разработки месторождения при новых значениях проницаемости и гидродинамических параметров.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Закиров И.С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 356 с.
2. Мангазеев В.П., Белозёров В.Б., Кошовкин И.Н., Рязанов А.В. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 66–70.
3. Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K. Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells // SPE 26436: 68th Ann. Tech. Conf. and Exhibit. – Houston, Tx, 1993. – P. 205–220.
4. Corbett P.W.M., Ellabad Y., Mohammed K., Posysoev A. Global Hydraulic Elements: Elementary Petrophysics for Reduced Reservoir Modeling // EAGE 65th Conference & Exhbition. – Stavanger, Norway, 2–5 June 2003. – Z-99.
5. Корбетт П., Дятлов А., Кулагина Т., Посысоев А., Вестерман Р., Женг С., Абабков К. Новые подходы к описанию пластов на сибирских нефтяных месторождениях (на примере Крапивинского и Малобалыкского месторождений) // Интенсификация добычи нефти: Матер. Междунар. научно-практ. конф. – Томск, 2004. – С. 49–56.
6. Duboz P., Lafet Y., Mougenot D. Moving to a layered impedance cube: advantages of 3D stratigraphic inversion // First break. – 1998. – V. 16. – № 9. – P. 311–318.
7. Белозёров В.Б., Разин А.В. Сейсмогеологическая интерпретация данных 3D-сейсморазведки на месторождениях нефти и газа (на примере Крапивинского месторождения) // Интенсификация добычи нефти: Матер. Междунар. научно-практ. конф. – Томск, 2004. – С. 97–103.
8. Мангазеев В.П., Белозёров В.Б., Кошовкин И.Н., Рязанов А.В. Технология построения геологической модели терригенного коллектора нефтяных и газовых месторождений // Вестник РАЕН (ЗСО). – 2005. – № 7. – С. 196–210.

Поступила 22.11.2006 г.

УДК 551.242

ИЗУЧЕНИЕ УСЛОВИЙ ИНИЦИИРОВАНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ СМЕЩЕНИЙ СТРУКТУРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ РАЗЛОМНО-БЛОКОВЫХ СРЕД ПРИ ВИБРАЦИОННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

С.В. Астафуров, Е.В. Шилько, С.Г. Псахье

Институт физики прочности и материаловедения СО РАН, г. Томск
E-mail: astaf@usgroups.com

На основе компьютерного моделирования методом подвижных клеточных автоматов проведено теоретическое изучение условий инициирования относительных смещений по границам раздела блоков геосреды, находящейся в сложном напряженном состоянии, при локальных вибрационных воздействиях. Показано, что определяющими факторами при формировании неустойчивой подвижки по межблочной границе разломно-блоковых геологических сред являются относительная величина сдвиговых напряжений, а также частота вибрационного воздействия, т. е. времени выделения энергии импульса. Слабые по мощности, но продолжительные по времени воздействия на высоконапряженные границы раздела являются наиболее эффективными с точки зрения энергозатрат.

Введение

Известно, что геологические среды обладают иерархической многоуровневой организацией их блочной структуры [1]. Любой участок земной коры представляет собой совокупность структурных элементов, разделенных нарушениями сплошности разного масштаба. Границы раздела блоков имеют более низкие прочностные и деформационные характеристики, чем материал самих блоков. Поэтому нарушения сплошности различного масштаба являются одним из способов существования горного массива при больших необратимых деформациях [2]. Механизмы реализации упругой энергии геосреды, находящейся в сложнонапряженном состоянии, могут быть различными [3]. Среди них основным является локализация необратимых деформаций на границах раздела блоков земной коры. Режим и скорости относительных смещений блоков по активным разломам определяются особенностями структуры и локального напряженного состояния, а также внешними природными и техногенными факторами [4, 5]. Значения скорости смещений могут варьироваться от нескольких мм/год (криповый режим) до первых м/с при сильных землетрясениях. Одним из механизмов землетрясений является относительное сдвиговое перемещение блоков. Его реализация связана с достижением предельного значения сдвиговых напряжений на границе раздела. Поэтому актуальной задачей геофизики является определение условий инициации неустойчивых подвижек по активным границам раздела земной коры.

В настоящей работе на основе компьютерного моделирования методом подвижных клеточных автоматов (ПКА) [6] проведено исследование условий инициации динамического проскальзывания блоков по границе раздела, находящейся в сложном напряженном состоянии, при вибрационных воздействиях. Отметим, что на протяжении уже ряда лет метод ПКА успешно используется для изучения особенностей отклика сложных гетерогенных материалов и сред [7, 8].