



УДК 553.98.044:(550.8+622.27)

МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТОВ НА РАННИХ СТАДИЯХ ИХ ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ

А. И. Ефремов

Оценка экономической эффективности геолого-разведочных работ на нефтеперспективных территориях в условиях высокой неопределенности исходных данных требует использования инструментов, сочетающих возможность применения как детерминированных, так и вероятностных подходов. Соответствующие алгоритмы расчета технико-экономических показателей должны находиться в равновесии между детальностью прогноза и низкой трудоемкостью. В статье представлены построенная автором модель и методика расчета прогнозных технологических показателей разработки нефтяных объектов на ранних стадиях освоения, отвечающая современным требованиям геолого-экономической оценки.

Ключевые слова: геолого-экономическая оценка, неопределенность и риск, разработка месторождений, прогнозные показатели, углеводороды.

TECHNIQUE FOR FORECASTING THE MAIN PRODUCTION DATA OF OIL OBJECTS AT THE EARLY PHASES OF THEIR STUDY AND DEVELOPMENT

A. I. Efremov

Evaluation of geological exploration efficiency on promising for oil areas under conditions of high ambiguity of raw data involves instruments combining both deterministic and probabilistic approaches. Corresponding technical-and-economic index algorithms should be in equilibrium with detailed forecast and low labour intensity. The paper presents the author's model and procedure for calculating of oil objects production data at the early phases of their development which meets up-to-date requirements of economic-geological evaluation.

Key words: economic-geological evaluation, ambiguity and risk, development of fields, forecast indicators, hydrocarbons.

Современный подход к инвестиционному анализу нефтегазовых проектов в условиях неопределенности и риска базируется на одновременном использовании детерминированных и вероятностных методов проведения экономической оценки.

Детерминированный подход часто сводится к оценке ряда прогнозных сценариев реализации проекта. При этом, как правило, выбираются оптимистический, пессимистический и оптимальный (наиболее вероятный) сценарии. *Вероятностный* подход в большинстве случаев реализуется с применением методов имитационного моделирования Монте-Карло, где исходные расчетные параметры задаются с помощью вероятностных распределений, а результирующие показатели представлены в виде интегральных кривых. Каждый подход имеет свои достоинства и недостатки, подробно описанные в отечественной и зарубежной литературе [3, 5, 7]. Наиболее популярны комбинированные методы.

Проведенный автором анализ опубликованных источников показал, что в международной практике геолого-экономической оценки нефтяных объектов, находящихся на ранних стадиях освоения, построение сложных геологических и гидродинамических моделей нефтегазового

месторождения считается нецелесообразным (а в большинстве случаев и невозможным) из-за высокой неопределенности исходных параметров. Эмпирические модели также ограничены в применении из-за сложностей адаптации к индивидуальным особенностям нефтегазового объекта. В этом случае на первый план выходит задача по построению упрощенных расчетных моделей с низкой трудоемкостью реализации [6], отвечающих основным физическим свойствам системы и позволяющих проводить сценарный либо вероятностный анализ.

Для прогноза технологических показателей разработки нефтяных объектов, находящихся на ранних этапах освоения, автором разработана алгоритмическая модель на базе основных уравнений подземной гидродинамики с использованием эмпирических зависимостей для отдельных параметров. Для составления лежащего в ее основе алгоритма привлекалась справочная и статистическая информация, касающаяся разработки нефтяных месторождений [1, 2].

Построенный алгоритм опирается на общепринятые принципы рациональной разработки месторождений [4] и предполагает следующие допущения:

- нефтяной пласт является достаточно однородным и представляет собой единую гидродинамическую систему;

ФГУП «СНИИГГиМС» (Новосибирск)



- все геолого-промысловые характеристики объектов принимаются на уровне средних значений;
- разработка нефтяного пласта ведется преимущественно в водонапорном режиме;
- нагнетательные скважины до начала закачки жидкости находятся в отработке, т. е. функционируют в режиме добычи.

Для расчета задаются следующие геолого-промысловые характеристики нефтяного объекта:

- извлекаемые запасы нефти, млн т,
- вязкость нефти, сПз,
- вязкость воды, сПз,
- абсолютная проницаемость горизонтальная, мД,
- абсолютная проницаемость вертикальная, мД,
- предельная относительная фазовая проницаемость по нефти,
- предельная относительная фазовая проницаемость по воде,
- объемный коэффициент нефти, доли ед.,
- плотность нефти при нормальных условиях (н. у.), т/м³,
- уровень забойного давления, МПа,
- средняя эффективная мощность пласта, м,
- содержание попутного газа, м³/т,
- средняя глубина вертикальных скважин, м.

Вариант разработки определяется следующими параметрами:

- радиус дренирования для вертикальной скважины, м,

- радиус ствола скважины, м,
- темп ввода новых скважин в год, шт.,
- коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.,
- коэффициент эксплуатации скважин в год ввода, доли ед.,
- доля резервного фонда скважин, доли ед.,
- проектное количество скважин, шт.,
- доля нагнетательных скважин в проекте, %,
- год начала закачки жидкости,
- доля горизонтальных скважин в проекте, %,
- длина горизонтальной части ствола, м,
- начальный скин-фактор,
- темп роста скин-фактора.

Скин-фактор может быть задан также в динамике по годам расчетного периода.

Динамика изменения пластового давления в процессе разработки задается в виде кусочно-линейной функции от накопленного отбора запасов, состоящей из двух сегментов: до начала закачки жидкости в пласт и после ее начала. Функция определяется с помощью следующих параметров:

- начальное пластовое давление, МПа,
- пластовое давление в год начала закачки жидкости, МПа,
- пластовое давление при 100 %-ном отборе запасов после начала закачки, МПа.

В данном случае начальный отбор запасов считается нулевым, а отбор запасов в год начала закачки жидкости вычисляется в алгоритме итерационным подбором. При этом скорость падения

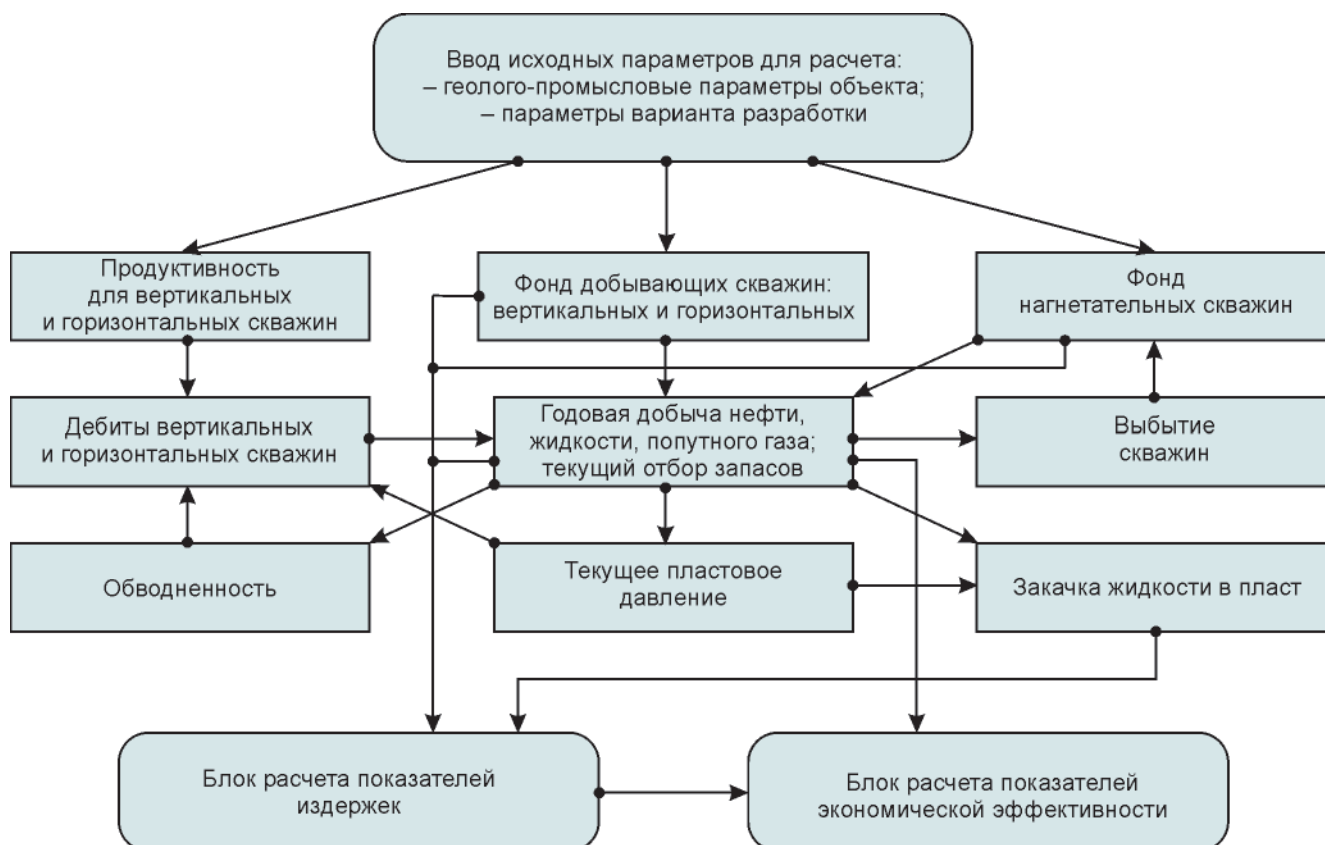


Схема методики расчетов прогнозных показателей разработки нефтяного объекта



давления на втором сегменте должна быть ниже таковой на первом. Выполнение этого условия проверяется в процессе расчетов. Если оно не выполняется, выдается соответствующая диагностика. В этом случае параметры пластового давления должны быть скорректированы. Кроме того, задается динамика роста обводненности добываемой продукции (W_t) в зависимости от динамики отбора запасов.

Принятый набор исходных параметров позволяет с достаточной для ранних этапов оценки степенью точности описать геологические свойства пласта и его гидродинамические характеристики, задать схему разработки. Неопределенность данных может быть учтена путем рассмотрения различных прогнозных сценариев либо же заданием диапазонов исходных параметров.

Схема расчетов прогнозных показателей разработки нефтяного объекта согласно алгоритмической модели приведена на рисунке. Расчет прогнозных показателей разработки производится описанным далее способом.

Годовая добыча нефти Q_t^O определяется на основе значений дебитов вертикальных и горизонтальных скважин, а также данных о состоянии текущего фонда скважин и представляет собой добычу по всем работающим в данном году элементам разработки (вертикальным, горизонтальным и нагнетательным скважинам в отработке):

$$Q_1^O = (q_1^{O,v} n_1^v + q_1^{O,hor} n_1^{hor} + q_1^{O,inj} n_1^{inj}) K_{pr}^1 (1 - K_{res}) \times 365;$$

$$Q_t^O = (q_t^{O,v} n_t^v + q_t^{O,hor} n_t^{hor} + q_t^{O,inj} n_t^{inj}) K_{pr} (1 - K_{res}) \times 365,$$

где $q_t^{O,v}, q_t^{O,hor}$ – средние дебиты вертикальных и горизонтальных скважин в текущем году; $n_t^v, n_t^{hor}, n_t^{inj}$ – текущий фонд добывающих вертикальных скважин, добывающих горизонтальных скважин и нагнетательных скважин в отработке соответственно; K_{pr}^1 – коэффициент эксплуатации скважин в год ввода; K_{pr} – коэффициент эксплуатации скважин; K_{res} – доля резервного фонда скважин.

Под элементом разработки в данном случае понимается скважина с прилегающей зоной дренирования. Таким образом, всю площадь разрабатываемого объекта можно условно разбить на совокупность элементов разработки, дренируемых вертикальными, горизонтальными и нагнетательными скважинами, находящимися в отработке.

Фонд добывающих вертикальных и горизонтальных скважин (n_t^v и n_t^{hor}) по годам рассчитывается исходя из количества вводимых ежегодно добывающих скважин N_t^v (вертикальных) и N_t^{hor} (горизонтальных), а также динамики их выбытия. Фонд нагнетательных скважин в отработке n_t^{inj} определяется количеством введенных до начала закачки жидкости нагнетательных скважин N_t^{inj} и динамикой их выбытия.

Динамика ввода скважин рассчитывается по формулам

$$N_t^v = \Omega - N_t^{hor} - N_t^{inj};$$

$$N_t^{hor} = \max\{\left[\Omega C_{hor}/100\right], 1\},$$

$$N_t^{inj} = \left[\Omega \frac{C_{inj}}{100} t\right] - \left[\Omega \frac{C_{inj}}{100} (t-1)\right];$$

$$N_1^{inj} = \left[\Omega \frac{C_{inj}}{100}\right],$$

где в квадратных скобках – целая часть числа; Ω – темп ввода новых скважин в год; C_{hor} – доля горизонтальных скважин в проекте; C_{inj} – доля нагнетательных скважин в проекте.

Исходя из проектного числа вертикальных и горизонтальных скважин, их площадей дренирования и извлекаемых запасов определяются запасы на один элемент разработки (V_v и V_{hor}) для вертикальных и горизонтальных скважин соответственно:

$$V_v = \frac{Q_0}{N_v + N_{inj} + N_{hor} S_{v,hor}};$$

$$V_{hor} = \frac{V_v}{S_{v,hor}};$$

$$S_{v,hor} = \frac{R_{dr}^2}{R_{dr} \left(\frac{L_{hor}}{2} + R_{dr} \right)},$$

где Q_0 – извлекаемые запасы нефти; N_v, N_{hor}, N_{inj} – общее число вертикальных, горизонтальных и нагнетательных скважин в проекте; $S_{v,hor}$ – соотношение площадей дренирования вертикальных и горизонтальных скважин; R_{dr} – радиус дренирования для вертикальной скважины; L_{hor} – длина горизонтальной части ствола.

Выбытие добывающих скважин происходит по окончании разработки дренируемых ими элементов. Динамика добычи по элементам сведена в треугольные матрицы (по отдельности для вертикальных и горизонтальных скважин, а также нагнетательных в отработке), строки которых отражают поэлементную добычу нефти в соответствующие годы, а столбцы – год ввода скважин в эксплуатацию. Добыча нефти нагнетательными скважинами в отработке прекращается за год до начала закачки жидкости независимо от выработки соответствующих им элементов. Объемы нефти, оставшиеся согласно модели в данном элементе, условно перераспределяются между элементами других добывающих скважин.

Дебиты по нефти добывающих вертикальных и горизонтальных скважин $q_t^{O,v}$ и $q_t^{O,hor}$ рассчитываются на основе значений продуктивности скважин и текущей депрессии на пласт:

$$q_t^{O,v} = PI_t^v (P_t^{or} - P_t^{bot}) \left(1 - \frac{W_t}{100} \right) \rho_o,$$



$$q_t^{O,hor} = PI_t^{hor} (P_t^{or} - P_t^{bot}) \left(1 - \frac{W_t}{100}\right) \rho_o,$$

где PI_t^v и PI_t^{hor} – значения продуктивности вертикальных и горизонтальных скважин; P_t^{or} и P_t^{bot} – значения текущего пластового и забойного давлений; W_t – текущая обводненность добываемой нефти, %; ρ_o – плотность нефти (при н. у.).

Значение продуктивности для вертикальных скважин PI_t^v определяется законом Дарси для радиального притока [1] с адаптированными под алгоритм и приведенными к соответствующей размерности коэффициентами:

$$PI_t^v = \frac{0,536k_{hor}hp_o}{\mu_o B \left[\ln \left(\frac{R_{dr}}{R_{well}} \right) - 0,75 + s_t \right]} Z_t,$$

где k_{hor} – абсолютная проницаемость горизонтальная; h – средняя эффективная мощность пласта; μ_o – вязкость нефти; B – объемный коэффициент нефти; R_{well} – радиус ствола скважины; s_t – текущий скин-фактор, который может быть задан в динамике по годам либо вычислен, исходя из его начального значения s_0 и темпа роста Δs ;

$$Z_t = Z_t(\Psi, W_t) -$$

коэффициент, зависящий от обводненности нефти;

$$\Psi = \frac{\mu_o k_{W,rel}^{lim}}{\mu_w k_{O,rel}^{lim}} -$$

соотношение подвижности нефти и воды, где μ_w – вязкость воды; $k_{W,rel}^{lim}$ и $k_{O,rel}^{lim}$ – предельная относительная фазовая проницаемость по воде и по нефти.

Продуктивность для горизонтальной скважины, пробуренной по центру пласта, определяется уравнением [1]:

$$PI_t^{hor} = \frac{0,536k_{hor}hp_o}{\mu_o B \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L_{hor}}{2}\right)^2}}{\frac{L_{hor}}{2}} \right] + \frac{\beta h}{L_{hor}} \ln \left(\frac{\beta h}{(\beta + 1)R_{well}} \right) \right\}} Z_t$$

для $L_{hor} > \beta h$ и $\frac{L_{hor}}{2} < 0,9R_{dr,hor}$,
где

$$R_{dr,hor} = \frac{L_{hor}}{2} + R_{dr};$$

$$a = \frac{L_{hor}}{2} \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_{dr,hor}}{L_{hor}} \right)^4} \right]^{\frac{1}{2}};$$

$$\beta = \sqrt{k_{hor}/k_v};$$

k_v – абсолютная проницаемость вертикальная.

Забойное давление P_t^{bot} на скважинах принято постоянным и равно P_{bot} (заданный уровень забойного давления) на протяжении всего периода разработки. Это допущение является обосно-

ванным для принятого по умолчанию водонапорного режима разработки и согласуется с принципами рациональной разработки нефтяных пластов в случае, когда заданное забойное давление не ниже давления насыщения нефти газом.

Текущее пластовое давление меняется соответственно заданной динамике падения по мере отбора запасов. Текущая обводненность добываемой жидкости W_t рассчитывается в зависимости от отбора запасов нефти по заданной динамической шкале.

Текущие дебиты жидкости вертикальных и горизонтальных скважин $q_t^{liq,v}$ и $q_t^{liq,hor}$ рассчитываются на основе значений текущих дебитов нефти и обводненности:

$$q_t^{liq,v} = \frac{q_t^{O,v}}{\rho_o \left(1 - \frac{W_t}{100}\right)} \text{ и } q_t^{liq,hor} = \frac{q_t^{O,hor}}{\rho_o \left(1 - \frac{W_t}{100}\right)}.$$

Количество закачиваемой в пласт жидкости вычисляется исходя из условия компенсации отбора закачкой для достижения заданного темпа изменения пластового давления после начала закачки.

Добыча попутного газа рассчитывается по следующей формуле исходя из предпосылки, что газовый фактор со временем не изменяется (такое допущение обоснованно при разработке пласта в водонапорном режиме при забойных и пластовых давлениях, превышающих давление насыщения нефти газом):

$$Q_t^G = Q_t^O G_o,$$

где G_o – содержание попутного газа.

Объемы вертикального и горизонтального эксплуатационного бурения в динамике определяются следующим образом:

$$V_t^v = L_v (N_t^v + N_t^{pr} + N_t^{inj});$$

$$V_t^{hor} = L_{hor} N_t^{hor},$$

где L_v – средняя глубина вертикальных скважин; N_t^{pr} – число добывающих скважин, переходящих из разведки в году t .

Итоговым результатом расчетов являются следующие показатели по годам разработки:

- годовые и накопленные объемы добычи нефти и жидкости, млн т,
- годовые объемы добычи попутного газа, млрд м³,
- отбор начальных извлекаемых запасов, %,
- дебиты вертикальных и горизонтальных добывающих скважин по нефти, т/сут,
- дебиты вертикальных и горизонтальных добывающих скважин по жидкости, т/сут,
- средний дебит добывающих скважин по жидкости и нефти, т/сут,
- фонд вертикальных, горизонтальных и нагнетательных скважин, ед.,
- продуктивность по нефти вертикальных и горизонтальных скважин, т/МПа,
- текущее пластовое давление, МПа,
- объем закачки жидкости в пласт, млн м³,
- обводненность продукции, %,



- ввод новых и выбытие вертикальных и горизонтальных скважин, ед.,
- ввод и выбытие нагнетательных скважин в отработку, ед.,
- объем эксплуатационного бурения, тыс. м.

Построенная алгоритмическая модель также позволяет осуществлять прогноз результатов геолого-технических мероприятий (ГТМ), цель которой – увеличение нефтеотдачи и интенсификация работы скважин. Существует много различных видов ГТМ (гидроразрыв пласта, гидроизоляционные работы, обработка призабойной зоны, дополнительная перфорация и пр.), однако эффект от их проведения в большинстве случаев можно выразить через увеличение продуктивности и дебита скважин. В связи с этим методика прогнозирования технологических показателей разработки с применением ГТМ, используемая в построенном алгоритме, предполагает, что результатом проведения любого ГТМ является рост дебитов после него с последующим постепенным их снижением в течение периода последствия. Предполагается также, что на объекте проводится один вид ГТМ.

Для задания варианта разработки с применением ГТМ предусмотрен специальный индекс – $I_{ГТМ} = 1$, если ГТМ проводится, и $I_{ГТМ} = 0$, если нет.

Исходная информация для прогнозных расчетов результатов ГТМ включает основные параметры описанной ранее модели и дополнительные, характеризующие нефтяную залежь с точки зрения проводимых ГТМ, которые задаются экспертно, исходя из опыта, полученного на объектах-аналогах:

- доля скважин, на которых возможно проведение ГТМ, %,
- прогнозируемое увеличение дебита в результате проведения ГТМ в среднем на одну скважину, %,
- период последствия ГТМ (будет нулевым, если эффект от ГТМ имеет место лишь в год его проведения),
- возможное число последовательных ГТМ на одной скважине,
- период между двумя последовательными ГТМ на одной скважине,
- ожидаемое увеличение коэффициента извлечения нефти в результате ГТМ.

При этом все параметры ГТМ, кроме последнего, задаются по отдельности для вертикальных и горизонтальных скважин. Эффекты от ГТМ и показатели разработки моделируются изолированно для разных типов скважин.

Предполагается, что эффект от ГТМ проявляется в среднем росте дебитов нефти относительно варианта разработки без ГТМ по всем скважинам с ГТМ. Все возникающие эффекты прироста дебитов с учетом времени ввода скважин в разработку и времени проведения ГТМ отражаются в матрице основного расчетного алгоритма.

Из-за специфики поэлементного расчета добычи нефти по рассматриваемому алгоритму может увеличиться скорость выбытия скважин при осуществлении на них ГТМ по причине форсирования темпов отбора запасов, приходящихся на каждый дренируемый элемент.

Число проведенных ГТМ и выбытие скважин рассчитываются с использованием треугольной матрицы, аналогичной таковой из алгоритма без ГТМ.

Полученные в модуле прогноза показатели объемов добычи нефти и попутного газа, фонда действующих скважин, ввода новых скважин и объемов эксплуатационного бурения в динамике служат основой для дальнейших расчетов показателей геолого-экономической оценки перспективных нефтеносных объектов.

Для оценки качества результатов расчетов, полученных с помощью построенной алгоритмической модели, было проведено их сравнение с результатами расчетов гидродинамического симулятора, основанных на том же наборе исходных геологических и технологических параметров. Сравнение показало значительное сходство итоговых результирующих показателей, таких как текущие дебиты нефти, годовая добыча и т. д. Таким образом, можно сделать вывод, что в условиях неопределенности, имеющей место на ранних стадиях освоения нефтеносных объектов, точность результатов, которые могут быть получены с использованием описанного расчетного алгоритма, является приемлемой для проведения достоверной технико-экономической оценки проекта.

Апробация алгоритма, проведенная на перспективных участках Восточной Сибири, показала следующие ее преимущества:

1. По сравнению с существующими эмпирическими алгоритмами расчета технологических показателей разработки нефтяных объектов описанный алгоритм в значительно большей степени соответствует физическим моделям исследуемых объектов.

2. Алгоритмическая модель проста в использовании, что делает ее удобным инструментом для проведения оперативной технико-экономической оценки проекта.

3. Возможность одновременного варьирования всех геологических и технологических параметров обеспечивает возможность проведения экспресс-оценки различных сценариев реализации проекта.

4. Низкая трудоемкость реализации алгоритма модели позволяет использовать ее для вероятностного анализа с использованием методов Монте-Карло.

Построенный алгоритм находит применение при решении широкого круга задач в области технико-экономической оценки нефтяных объектов на стадиях, характеризующихся высоким уровнем неопределенности и риска.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Ахмед, Т.** Разработка перспективных месторождений [Текст] / Т. Ахмед, П. Д. Маккинни. – Пер. с англ. – М. : ООО «Премиум Инжиниринг», 2010.

2. **Большой** справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи [Текст] / Под ред. У. Лайонза и Г. Плизга. – Пер. с англ. – СПб. : Профессия, 2009.

3. **Методика** и практический опыт стоимостной оценки запасов и ресурсов нефти и газа [Текст] / А. А. Герт, К. Н. Волкова, О. Г. Немова, Н. А. Супрунчик. – Новосибирск : Наука, 2007.

4. **Научные** основы разработки нефтяных месторождений [Текст] / А. П. Крылов, М. М. Гло-

говский, М. Ф. Мирчинк [и др.]. – М. ; Ижевск : ИКИ, 2004.

5. **Стоимостная** оценка нефтегазовых месторождений и участков недр : Учебно-методическое пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. / [Текст] / А. А. Герт, Н. А. Супрунчик, О. Г. Немова, К. Н. Кузьмина. – М. : Геоинформмарк, 2010.

6. **Bratvold, R. B.** I would rather be vaguely right than precisely wrong: A new approach to decision making in the petroleum exploration and production industry [Text] / R. B. Bratvold, S. H. Begg // Bull. AAPG. – 2008. – Vol. 92, N 10. – P. 1373–1392.

7. **Rose, P. R.** Risk analysis and management of petroleum exploration ventures [Text] / P. R. Rose // AAPG. Methods in Exploration Series. – 2006. – N 12.

© А. И. Ефремов, 2012

ОТ СЕЙСМОГРАММ ДО МОДЕЛЕЙ РЕЗЕРВУАРОВ!

Сибнефтегеофизика
Геофизические исследования

*40 лет
С нами идет в разведку!*

ОАО «Сибнефтегеофизика» проводит полный комплекс сейсморазведочных работ, включая ГИРС, ВСП, полевые работы в модификациях 2D и 3D в различных регионах и любых условиях, обработку сейсморазведочных материалов, комплексную интерпретацию вплоть до построения трехмерных геологических моделей.

Непрерывное развитие компании, использование современных технологий и оборудования в сочетании с богатым опытом и сплоченной командой квалифицированных специалистов позволяют нам и дальше совершенствовать производство и предоставлять своим заказчикам надежный, качественный и экономически эффективный сервис.

Тел.: (383) 224-09-72
Сайт: www.sibngf.ru
E-mail: ukhlova@sibngf.ru