

## ЛИТЕРАТУРА

1. Хисамов Р. С., Сулейманов Э. И., Фархуллин Р. Г. и др. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. — М.: ОАО "ВНИИОЭНГ". — 2000. — 228 с.
2. Определение скорости звука в газовой среде скважин диагностическим комплексом СиамМастер - 2С. // Нефтяное хозяйство. — № 10. — 2001. — С. 34.
3. Тернер Д. Вероятность, статистика и исследование операций. — М.: Статистика. — 1976. — 432 с.
4. Ландау Л., Лившиц Е. М. Теоретическая физика. Гидродинамика. — М.: ФИЗМАТЛИТ. — 2001. — С. 349–432.

*The paper contains the results of Acoustic wave passing conditions researches depending on pressure and liquid level in hole clearance. There was found essential differences between holes even inside single deposit. The correlation between sound speed and pressure and liquid level in hole clearance has pronounced non-linear character. the averaged table of sound speed corrections based on research results was composed and tested for given deposit.*

УДК 552.5:553.98.048

## УЧЕТ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ЗЕНИТНОГО УГЛА НАКЛОНА СКВАЖИНЫ ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И. В. ПЕШКОВ, А. Б. СМЕТАНИН, В. Г. САФОНОВ

В современной нефтепромысловой геологии большое значение уделяется построению многомерных математических моделей месторождений. Результаты геологического моделирования используются при подсчете геологических запасов нефти и газа и являются основой для гидродинамического моделирования разработки и составления проектных технологических документов на разработку месторождений на всех стадиях проектирования. На сегодняшний день все руководящие документы на составление геолого-промысловой проектной документации требуют создания постоянно действующей геолого-технологической модели изучаемого месторождения [4, 5].

Исходными данными для построения модели месторождения являются:

1. Результаты интерпретации дистанционных геофизических методов разведки, как правило, сейсморазведочных работ 2<sup>а</sup> и 3<sup>а</sup> мерных.
2. Геолого-промысловая информация, получаемая при бурении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин:
  - 2.1. Результаты интерпретации геофизических исследований скважин;
  - 2.2. Результаты исследований свойств керна;
  - 2.3. Результаты исследований свойств отобранных из пластов флюидов;
  - 2.4. Результаты опробования и испытания пластов;
  - 2.5. Результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин;
  - 2.6. Результаты эксплуатации скважин;
  - 2.7. Результаты интерпретации промыслово-геофизических исследований скважин по контролю разработки месторождения.

Технология создания геологической модели складывается из ряда последовательных операций по обобщению всей имеющейся информации и имеет четкую стадийность. На определенных стадиях процесса в работу вовлекаются определенные слои массива данных с разными весами в общем потоке информации.

Данная работа является кратким анализом некоторого опыта, накопленного при геологическом моделировании нефтяных месторождений Широкого Приобья Западно-Сибирской НГП. Внимание здесь заострено на создании структурного каркаса геологической модели нефтяного месторождения, как одной из основных стадий моделирования. Необходимо отметить, что залежи нефти в данном районе приурочены к пластам общей толщиной 10–20 м. Как правило, изучаемые месторождения находились на стадии промышленной эксплуатации, т.е. в какой-то степени разбурены по эксплуатационной сетке скважин. На данной стадии, т.е. при создании структурного каркаса, учитываются данные интерпретации дистанционных геофизических методов разведки и результаты расчета абсолютных отметок реперных горизонтов, кровель и подошв пластов, отметок водонефтяного контакта на основе инклинометрии пробуренных скважин. С учетом того, что погрешность определения глубины картируемого горизонта по результатам интерпретации сейсморазведочных работ составляет  $\pm 25$  м [1], а толщины изучаемых пластов исчисляются первыми десятками метров, можно сделать вывод, что вес данных, полученных по результатам сейсморазведочных работ, на данном этапе изучения месторождения, достаточно мал. Следовательно, основными исходными данными для построения структурного каркаса геологической модели являются результаты интерпретации инклинометрии пробуренных на

месторождении скважин. Как известно, параметрами траектории ствола скважины, измеряемыми при инклинометрии, являются:

- Азимут направления ствола скважины (А);
- Зенитный угол наклона ствола скважины (Б).

В результате интерпретации получают координаты пластопересечений (X, Y) и величину удлинения скважины, которая, в свою очередь, используется для вычисления абсолютных отметок элементов разреза. Достоверное определение абсолютных отметок элементов разреза имеет большое значение для результатов моделирования и влияет, в конечном счете, на вычисленную величину запасов месторождения. В зависимости от типа прибора, применяемого при инклинометрии (на изучаемых месторождениях чаще применяется КИТ), погрешность измерения зенитного угла наклона скважины составляет от 0,4 до 2,0° в зависимости от величины измеряемого угла [2, 3]. На изучаемых месторождениях, как и повсеместно, в Западно-Сибирской НГП, применяется технология кустового бурения эксплуатационных скважин. Зенитные углы достигают 50°, отходы забоев скважин – 2000 м, удлинения скважин – 300 м. Скважины бурятся плотной сеткой с расстоянием 400–600 м между забоями. Такая плотность наблюдений требует повышенной точности определений параметров структурных элементов залежи.

Приняв, что погрешность измерения зенитного угла составляет 0,5, авторами была сформулирована погрешность определения удлинения скважины, которая имеет следующий вид:

$$\Delta_i = \frac{\sum_{i=1}^n [\cos(\delta_i - 0.5^\circ) \times (H_i - H_{i-1})] - [\cos(\delta_i + 0.5^\circ) \times (H_i - H_{i-1})]}{2} \quad (1)$$

После некоторого упрощения выражения, формула расчета погрешности удлинения скважины приняла следующий вид:

$$\Delta_i = \frac{\sum_{i=1}^n 0.01745 \sin \delta_i \times (H_i - H_{i-1})}{2} \quad (2)$$

С учетом сведений о погрешности измерений зенитного угла авторами данной работы была рассчитана зависимость погрешности вычисления удлинения скважины от удлинения скважины при глубине залегания изучаемого объекта 1800–2000 м. При построении зависимости использовались данные инклинометрии более 100 эксплуатационных скважин. Графическое отображение полученной зависимости приведено на (Рис. 1), здесь же приводится уравнение аппроксимации и коэффициент ковариации.

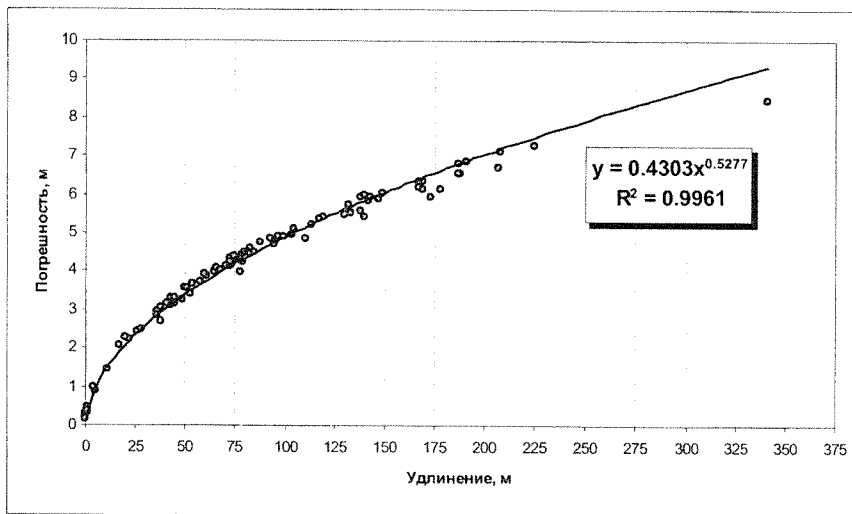


Рис. 1. График зависимости погрешности вычисления удлинения от его величины

Полученная зависимость позволяет сделать вывод, что погрешность вычисления удлинения, а, следовательно, и абсолютных отметок элементов разреза, при среднем удлинении 90 м, составляет  $\pm 5$  м. Так же на графике виден диапазон изменения погрешности, который составляет  $\pm 0$ –8 м.

Несомненно, что для месторождений приуроченных к положительным структурным элементам с пологими углами падения пласта исчисляемыми десятками долями градусов и общей толщиной, как указывалось выше, 10–20 м, такая погрешность измерений ведет к большим искажениям структурного плана, что влечет за собой ошибки в определении величины запасов и, следовательно, во всех последующих технологических решениях, связанных с разработкой месторождения.

В данной работе авторы предлагают производить корректировку расчета абсолютных отметок элементов разреза опираясь на положение ВНК. То есть критерием, для определения точности определения абсолютных отметок, в данном случае, является принятое по данным бурения вертикальных скважин на предыдущей стадии построения модели, положение плоскости ВНК.

Привязка отметок производится следующим образом:

- в каждой скважине вычисляется абсолютная отметка подошвы последнего нефтенасыщенного и кровли первого водонасыщенного по ГИС пропластка;
- в случае, если подошва последнего нефтенасыщенного пропластка ниже принятой отметки ВНК, либо кровля первого водонасыщенного выше нее, рассчитывается величина расхождения границ ВНК в скважине с принятыми "дельта";
- вычисленная "дельта" учитывается в расчете абсолютных отметок элементов разреза скважины.

Ниже на рис. 2 и рис. 3 приведены примеры построения каркаса кровли пласта без учета "дельт" и с их учетом.

Необходимо отметить, что данная работа является лишь начальным этапом анализа влияния погрешности определения абсолютных отметок на результаты моделирования месторождений и в данном случае анализ проводился на небольшом участке пласта.

Расчеты показали, что в данном случае объем фигуры, созданной поверхностью кровли пласта и плоскостью ВНК (-1817 м) при применении "дельт" изменился в меньшую сторону на 23% от первоначального объема.

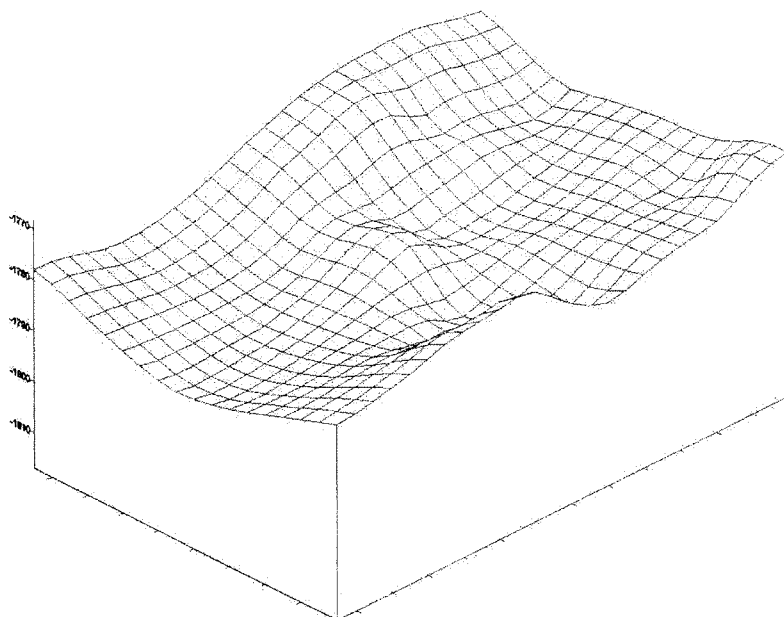


Рис. 2. Структурный каркас по кровле пласта без учета "дельт"

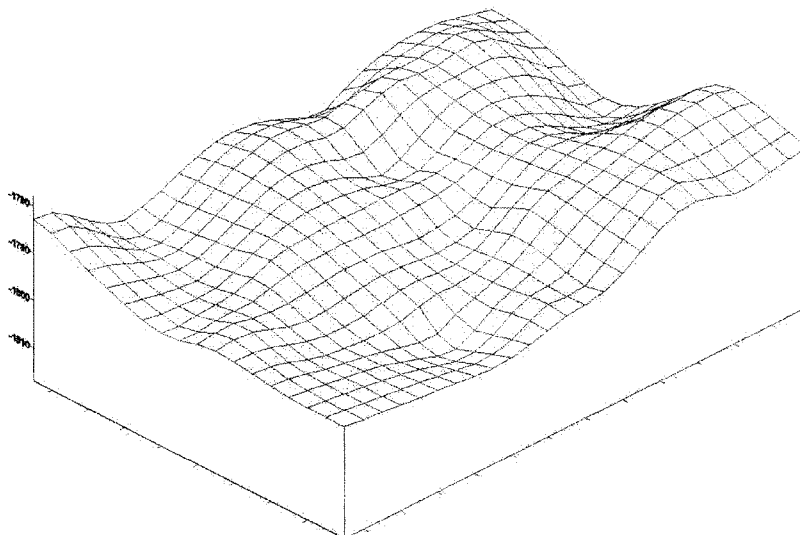


Рис. 3. Структурный каркас по кровле пласта с учетом "дельт"

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гурвич И.И., Боганик Г.Н. Сейсмическая разведка: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. — М.: Недра, 1980, 551 с.
2. Заворотко Ю.М. Геофизические методы исследования скважин. Учебник для техникумов, — М.: Недра, 1983. — 211с.
3. Кривко Н.Н., Шароварин В.Д., Широков В.Н. Промыслово-геофизическая аппаратура и оборудование: Учеб. Пособие для вузов. — М.: Недра, 1981.— 280 с.
4. РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений: — М.: 2000.
5. РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений: — М.: 1996.

УДК: 665.543

## ПОСТРОЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИЙ "СОСТАВ-СВОЙСТВО" В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

Н.А. СВАРОВСКАЯ

*Предложена корреляция между фракционным углеводородным составом нефтяной системы в виде номограмм, позволяющая определять содержание углеводородов различных классов в узких фракциях на основе известного фракционного состава широкой фракции, подбирать состав исходного сырья с требуемым набором физико-химических и технологических свойств для последующей переработки сырья, оценивать слабо и средне неаддитивные свойства сырья.*

Для обеспечения стабильности работы нефтеперерабатывающего предприятия необходимо, чтобы поступающее на переработку сырье обладало достаточно постоянным составом, что наблюдается далеко не всегда. Из-за вовлечения в переработку нефтей различных регионов и месторождений возникает проблема подбора оптимальных видов сырья процессов нефтепереработки. В случае сложных, "плохо определенных" нефтяных систем, где детальные анализы состава в ходе ведения промышленных процессов затруднены, становятся необходимыми корреляции "состав-свойство".

Основной характеристикой сырья, используемой в нефтеперерабатывающей промышленности, является фракционный состав. В моделях процессов нефтепереработки используют в основном групповой, расширенный групповой, реже, индивидуальный углеводородный состав. Главное, что следует принимать во внимание при выборе фракционного состава сырья процессов нефтепереработки, подборе облагораживающих добавок к сырью (узких фракций) и оптимизации состава исходных смесей, — это то, что у фракций с внешне одинаковым групповым составом распределения индивидуальных углеводородов (УВ) внутри каждой углеводородной группы зачастую бывают различными.

Поэтому в тех случаях, когда детальный анализ состава сырья в ходе промышленных процессов затруднен, корреляции взаимосвязей между фракционным и углеводородным составом нефтяных фракций необходимы:

- во-первых, чтобы контролировать процесс, определяя состав на основании его простой (желательно аддитивной) корреляции с измеряемой характеристикой;
- во-вторых, чтобы затем рассчитывать технологические свойства смесей, в том числе и неаддитивные, на основании установленного состава.

Смеси нефтяных УВ исключительно сложны для моделирования: они состоят из большого числа индивидуальных соединений, их состав может значительно меняться в зависимости от источника исходной нефти, дополнительные трудности возникают из-за взаимного влияния компонентов друг на друга, неидеальности физико-химических свойств и т.д. Для преодоления этих трудностей мы разбили компоненты нефтяных фракций на следующие классы УВ однотипного строения: n-парафины, моно- и дизамещенные алканы, пяти- и шестичленные нафтены, арены [1]. Состав членов каждого из перечисленных классов представлен в виде концентраций индивидуальных или "укрупненных групп" УВ (изомерных, содержащих одинаковые числа атомов С в молекуле или обладающих близкими физико-химическими свойствами).

Нами предложена методика построения корреляционных зависимостей между фракционным составом, характеризующим нефтяную фракцию в целом, и содержанием в ней индивидуальных соединений и "укрупненных" углеводородных групп. Алгоритм построения таких корреляций состоит из:

1. представления состава нефтяных систем в виде совокупности независимых углеводородных серий (групп) [1];
2. систематизации данных газожидкостной хроматографии по индивидуальному составу, оценки количественного содержания членов каждой углеводородной серии (индивидуальных и "укрупненных") в широкой бензиновой фракции н.к.—200°С;
3. построения внутригрупповых распределений членов каждой серии УВ; условное представление углеводородов внутри серий как "непрерывно" выкипающих [2];
4. оценки интервалов температур выкипания членов каждой серии (индивидуальных и "укрупненных");