

ТЕХНОГЕННЫЕ ДЕФОРМАЦИИ И РАСФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Э.С. Закиров, Э.А. Мамедов (ИПНГ РАН)

1. Залежи нефти и газа практически всегда приурочены к водоносным пластам. До начала разработки залежей природных углеводородов в продуктивном пласте имеет место естественный фильтрационный поток воды. Наличие такого фильтрационного потока приводит к смещениям залежей нефти и газа, что находит свое отражение в негоризонтальности начальных поверхностей газовой залежи (ГВК) в случае газовой залежи, водонефтяного контакта (ВНК) в случае нефтяной залежи, иногда и газонефтяного (ГНК) контакта в случае газонефтяной залежи.

Степень смещения флюидальных контактов предопределяется скоростью естественного фильтрационного потока воды, а также коллекторскими свойствами пласта и размерами залежи. В отдельных случаях флюидальные контакты объективно можно принимать за практически горизонтальные поверхности. Однако нередко такие горизонтальные контакты имеют субъективную природу и являются следствием пренебрежения фактом наличия фильтрационного потока воды. Подобные некорректности приводят к искажениям в оценке запасов нефти и газа, упущениям в системе разработки залежей нефти и газа.

Многочисленны примеры смещения залежей нефти и газа в естественных фильтрационных потоках [1,2]. Известны математические модели, позволяющие рассчитывать ординаты флюидальных контактов в профильных разрезах продуктивных пластов [1-5].

2. Практика разработки залежей углеводородов свидетельствует о необходимости исследования глобальных деформаций флюидальных контактов вследствие техногенных причин. Речь идет, например, о влиянии процесса разработки залежи N на поведение примыкающей к ней неразрабатываемой залежи M. Такое негативное воздействие обычно связано с организацией законтурного или приконтурного заводнения залежи N.

При наличии естественного фильтрационного потока воды конфигурации флюидальных контактов могут находиться из решения задач теории фильтрации в стационарной постановке. Принципиальное отличие задач техногенного деформирования залежей нефти и газа состоит в том, что они нестационарны по своей сути.

Сегодня подобного рода задачи могут и должны решаться в 3D (многомерной) многофазной (нефть-газ-вода) постановке. Известные программные комплексы позволяют ставить 3D математические эксперименты при наперед заданных исходных геолого-физических параметрах. Именно такое направление исследований и было предпринято авторами.

3. В проведенных исследованиях ставилась задача выявления закономерностей техногенных воздействий на глобальные деформации флюидальных контактов для случаев газовой, нефтяной и газонефтяной залежи.

Для всех типов залежей принята одна и та же антиклинальная ловушка протяженностью 18000 м по оси X и 3600 м по оси Y. Общая толщина пласта составляет – 100 м. Угол наклона пласта – $1,5^\circ$. На рис. 1а представлена исходная конфигурация флюидальных контактов. Для наглядности масштабы рисунков по оси Z увеличены в 20 раз.

Размеры расчетной сетки – $90 \times 18 \times 50$ с общим числом элементарных ячеек в 81000. Вдоль оси X количество ячеек составляет 90 единиц, вдоль оси Y (перпендикулярной плоскости рисунка) – 18 и вдоль оси Z – 50. Используя численную модель водоносного пласта учитывается, что к ловушке примыкают водоносные пласты с каждой стороны. Объемы водонасыщенных пластов, составляют по 10^{12} м^3 каждый.

Предполагается, что в левой части профильного разреза начато заводнение соседней нефтяной залежи. Обычно при заводнении пласта давления на устьях нагнетательных скважин составляет 100-150 ат. Учет данного обстоятельства в случае газонефтяной залежи осуществляется за счет задания в 4800 м от внешней отметки ВНК в системе нагнетательных скважин забойного давления P на 100 ат выше начального пластового давления ($\Delta P=100$ ат). В случае газовой и нефтяной залежей превышение давления такое же.

В результате 3D компьютерного моделирования прослеживались во времени глобальные деформации флюидалных контактов указанных трех залежей природных углеводородов. Результаты исследований в относительно полном виде даются для наиболее характерного случая деформации газонефтяной залежи.

4. Поэтому чуть подробнее охарактеризуем исходные данные для этой залежи.

Наивысшая отметка кровли пласта находится на глубине 3000 м. Отметки ГНК и ВНК равны 3040 м и 3080 м соответственно. Геологические запасы нефти составляют 127 млн. м³, свободного газа – 17 млрд.м³. Пластовое давление в своде структуры равняется 310,1 ат. Плотность нефти, воды и газа в поверхностных условиях составляют соответственно 857, 1027 и 0,966 кг/м³. Коэффициенты динамической вязкости нефти, воды и газа в пластовых условиях равны 0,46; 0,34; 0,0245 спз соответственно. Продуктивный пласт однородно-анизотропен по коллекторским свойствам. Коэффициент открытой пористости – 0,25. Абсолютная проницаемость по газу в направлении *X* и *Y* равна 0,5 дарси; по *Z* – 0,05 дарси соответственно. Коэффициенты остаточной насыщенности составляют – 0,22 для воды, нефтенасыщенности – 0,2 в системе нефть-газ и 0,35 в системе нефть-вода, газонасыщенности – 0,04. На рисунках 1 и 2 отметки контактов газ-нефть и нефть-вода принимаются при насыщенности по нефти – 40%.

5. Результаты расчетов воздействия процесса разработки соседней нефтяной залежи на деформации флюидалных контактов для газонефтяной залежи на моменты спустя 20 и 50 лет представлены на рис. 1б и 1в.

•Видно, что техногенное воздействие на рассматриваемую газонефтяную залежь сопровождается заметным расформированием запасов нефти и газа. Это проявляется, во-первых, в сокращении газо- и нефтенасыщенных объемов залежи с наибольшими значениями коэффициентов газо- и нефтенасыщенности. Во-вторых, в появлении зон пласта с остаточной нефте- и газонасыщенностью. Это является следствием вытеснения нефти водой, газонефтью, нефти-газом, воды-нефтью. Из рис. 1 следует заметное сокращение

запасов нефтяной оторочки за счет формирования значительных объемов с остаточной нефтенасыщенностью.

- Рисунок 1б иллюстрирует расформирование одновременно и газовой шапки и нефтяной оторочки. Более подвижный газ газовой шапки движется вдоль кровли пласта быстрее, чем нефть нефтяной оторочки. Газ газовой шапки прорывается через нефтяную оторочку.

- В отличие от случая установившегося фильтрационного потока, в динамической задаче искривленным оказывается даже ГНК.

- Результаты моделирования свидетельствуют о том, что, при прочих равных условиях, техногенная деформация газовой залежи отличается наименьшими негативными последствиями расформирования запасов. Чисто нефтяная залежь характеризуется наибольшими деформациями флюидально-го контакта и расформированием запасов. Газонефтяная залежь в этом аспекте занимает промежуточное положение.

Рассмотрим еще один неизученный случай, когда имеют место такие деформации флюидальных контактов, при которых можно говорить о расформировании запасов нефти и газа (вариант II).

Исследование проводится на профильном разрезе продуктивного пласта с двумя антиклинальными ловушками. К одной из них приурочена газонефтяная залежь N (нефтяная оторочка с газовой шапкой). Другая ловушка (правая) является водонасыщенной (рис. 2). К ловушкам также примыкают водоносные зоны с каждой стороны.

Здесь размеры разностной сетки – $114 \times 18 \times 50$, с числом элементарных ячеек вдоль осей X, Y и Z – 102600.

Слева от залежи на расстоянии 2400 м от границы залежи N задается превышение давления в системе нагнетательных скважин $\Delta P = 150$ ат.

Другие исходные данные аналогичны I варианту.

Результаты прогнозных гидродинамических расчетов для исследуемого II варианта для трех моментов времени приведены на рис. 2. Рисунок 2а относится к моменту $t=0$, 2б соответствует времени в 20 лет, 2в – 50 лет.

- Согласно рис. 2б и 2в, расформированию одновременно подвергаются и газовая шапка и нефтяная оторочка. При этом расформирование газовой шапки протекает быстрее, чем нефтяной оторочки. Здесь газ из газовой шапки прорывается через замок ловушки раньше нефти.

- Рисунки 2б и 2в свидетельствуют о том, что техногенная залежь газа не может быть объектом разработки, так как она «размазывается» потоком пластовой воды и имеет малую толщину. При этом газовая шапка полностью отсутствует в левой ловушке.

- Запасы нефтяной оторочки расформировываются при смещении ее в газо-, водонасыщенные коллектора. Из рис. 2в видно, что пригодная для извлечения нефть характеризуется небольшим объемом вблизи замка ловушки.

Таким образом, выполненные исследования показывают следующее. Современные компьютерные технологии позволяют оценивать степень негативности техногенных воздействий на неразрабатываемые залежи нефти и газа. Не является препятствием рассмотрение воздействий и на разрабатываемые залежи. Техногенные воздействия характеризуются нестационарными деформациями ГНК, ГВК и ВНК залежей газа и нефти, перераспределением запасов, изменением конфигурации зон нефте- и газонасыщения. Самое главное – может иметь место расформирование запасов природных углеводородов. Другими словами, учет явлений техногенного воздействия на залежи нефти и газа необходим для рационального недропользования.

Авторы признательны акад. А.Н. Дмитриевскому за полезное обсуждение результатов исследований и компании Computer Modeling Group за возможность использования их программного продукта. Исследования стали возможны также благодаря Фонду содействия отечественной науке.

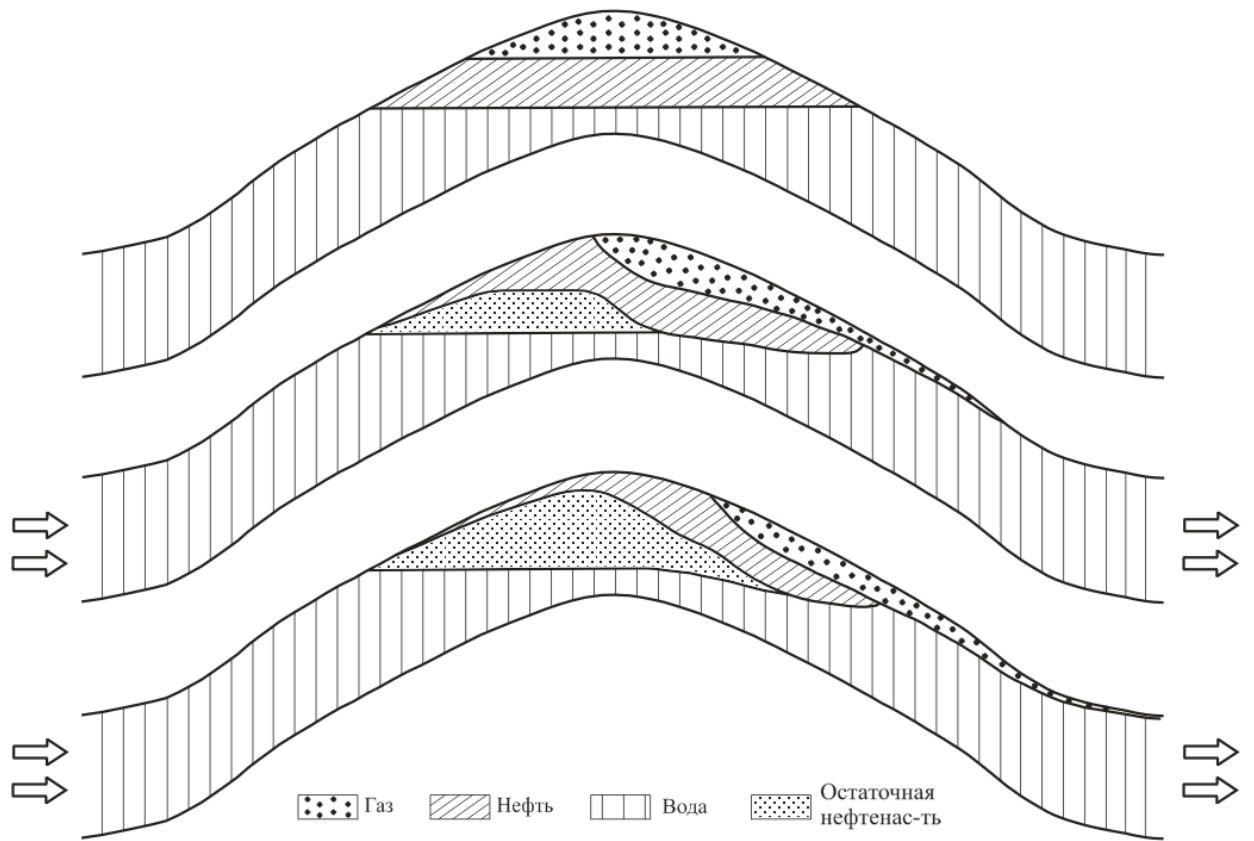


Рис. 1. Начальная и текущие конфигурации газонефтяной залежи для I варианта.

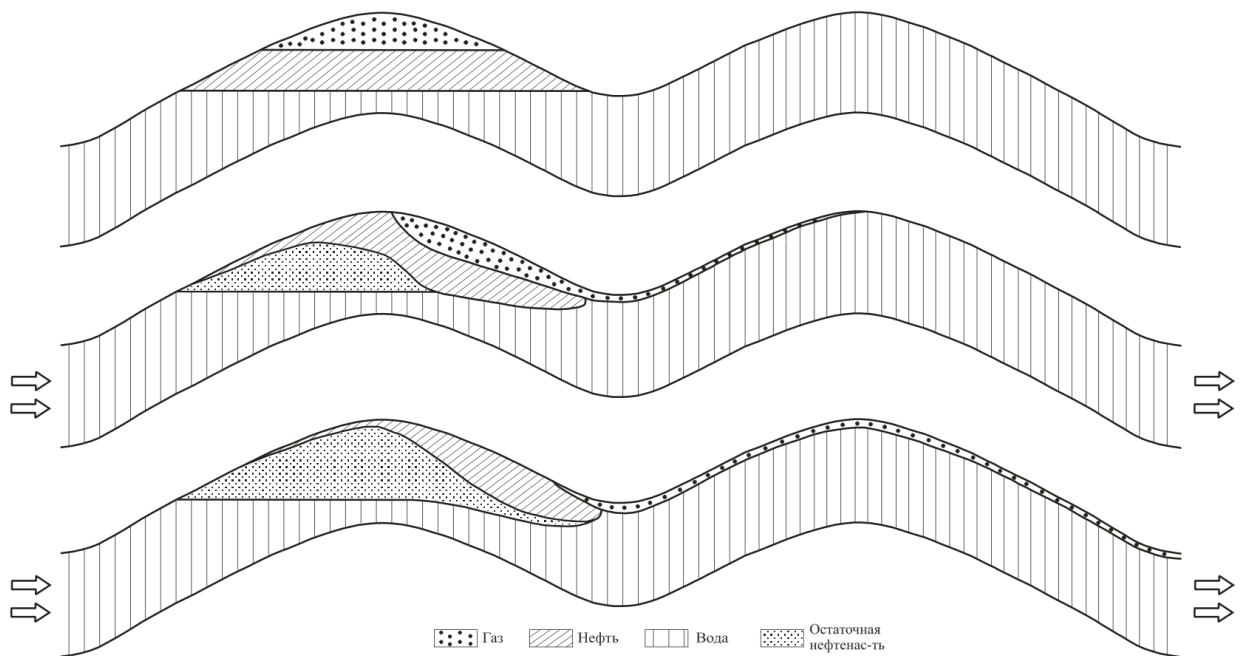


Рис. 2. Начальная и текущие конфигурации газонефтяной залежи для II варианта.

Литература

1. Савченко В.И. Смещение газовых и нефтяных залежей. Нефтяное хозяйство, №12, 1952, №1, 1953
2. Плотников А.А. Условия формирования гидродинамических ловушек газа, Изд.Недра, 1976, 150 с.
3. Hubbert M.K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. Bull. of the American Association of Petroleum Geologists, vol. 37, №8, 1953.
4. Дальберг Э.Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа. Изд. Недра, 1985, 150 с.
5. Гутников А.И., Жолдасов А., Закиров С.Н. Коноплев В.Ю., Шведов В.М. Взаимодействие залежей газа и нефти с пластовыми водами. Изд. Недра, 991, 189 с.

Рис. 1. Начальная и текущие конфигурации газонефтяной залежи
в I варианте.

Рис. 2. Начальная и текущие конфигурации газонефтяной залежи
в II варианте.