

**РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

© Х.А.Фейзуллаев, 2008

**ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРА  
НА ПРОЦЕСС ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН  
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН “СУХИМ” ГАЗОМ**

Х.А.Фейзуллаев

*Институт геологии НАН Азербайджана  
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье на основе многокомпонентного моделирования фильтрации исследовано влияние неоднородности коллектора по мощности на процесс обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины “сухим” углеводородным газом в условиях глубокой газоконденсатной залежи.

Известно, что неоднородность фильтрационно-емкостных параметров коллектора влияет на распределение пластового давления и на поле скоростей фильтрации в призабойной зоне скважины, а соответственно, и на интенсивность проявления динамической конденсации. Имеются различные виды неоднородности пластов месторождений природных углеводородов, но в основном выделяют зональную и слоистую неоднородность. Интересно оценить влияние обоих этих видов неоднородности коллекторов на процесс накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне пласта, а также определить, как влияет на процесс динамической конденсации и, следовательно, на процесс обработки призабойной зоны газоконденсатных скважин ухудшение коллекторских свойств непосредственно у забоя скважин.

Рассматривались два вида неоднородности коллектора у забоя скважин. Для первого случая принималось, что пласт – зонально-неоднородный по мощности и для описания распределения проницаемости в пласте задавалось  $k(z) = k_0 e^{z/h}$  (рис.1). Для второго случая неоднородности задавался пласт двухслойный с коэффициентами проницаемости пропластков двух вариантов. В первом варианте приняты значения коэффициентов проницаемости пропластков соответственно 0.05 и 0.13 мкм<sup>2</sup>, а во втором – 0.01 и 0.17 мкм<sup>2</sup>. Зна-

чения толщи низкопроницаемых и высокопроницаемых пропластков задавались равными и составляли 25м. Коэффициенты пористости по пропласткам принимались также одинаковыми и равными 16%.

Для изучения влияния вышесказанных факторов на процесс выполнялись соответствующие исследования путем математического моделирования. Использовалась двумерная модель многокомпонентной фильтрации газоконденсатной смеси (Абасов и др., 2006; Абасов и др., 1998; Фейзуллаев, 2006).

Отметим, что все месторождения по условиям залегания природных углеводородов трехмерны, однако во многих практических случаях, предполагая, что течением в одном из трех координатных направлений можно пренебречь, можно исследовать фильтрацию в двух других направлениях. Пренебрегая фильтрацией в одном из горизонтальных направлений вместо вертикального, получим модель, которую называют профильной. Этот вид модели можно использовать в тех случаях, когда фильтрация происходит преимущественно в вертикальном и в одном из горизонтальных направлений. Если запишем уравнения в координатах  $X$ ,  $Z$ , то небольшие изменения в направлении  $Y$  можно учесть, используя переменную ширину  $\Delta y$  для каждого блока. Это означает, что все переменные теперь усреднены в направлении

оси  $y$ . Тогда уравнения многокомпонентной фильтрации газоконденсатной смеси можно записать так (Фейзуллаев, 2006):

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[ k(x, z) \left( \frac{f_L(S_L) \rho_L}{\mu_L M_L} x_i + \frac{f_v(S_v)}{\mu_v M_v} y_i \right) \frac{\partial p}{\partial x} \right] + \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left[ k(x, z) \left( \frac{f_L(S_L) \rho_L}{\mu_L M_L} x_i + \frac{f_v(S_v)}{\mu_v M_v} y_i \right) \frac{\partial p}{\partial z} \right] = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[ m \left( \frac{\rho_L S_L}{M_L} + \frac{\rho_v S_v}{M_v} \right) \eta_i \right] \pm \sum_{v=1}^n Q_i^v(t) \delta(x-x_v) \delta(z-z_v), \\ & i = \overline{1, N}, \quad (x, z) \in G. \end{aligned} \quad (1)$$

Для первого случая система уравнений (1) решается при следующих начальных и граничных условиях:

$$p(x, z, t) \Big|_{t=0} = p_0(x, z), \quad \eta_i(x, z, t) \Big|_{t=0} = \eta_i^0(x, z),$$

$$(x, z) \in G, \quad i = \overline{1, N}, \quad (2)$$

$$\frac{\partial p(x, z, t)}{\partial n} \Big|_{\Omega} = 0, \quad (x, z) \in \Omega, \quad (3)$$

где  $G$  – область фильтрации газоконденсатной смеси;  $\eta_i$  – суммарное молярное содержание  $i$ -го компонента в смеси;  $\Omega$  – граница области фильтрации. Остальные параметры – общепринятые (Абасов и др., 2006; Фейзуллаев, 2006).

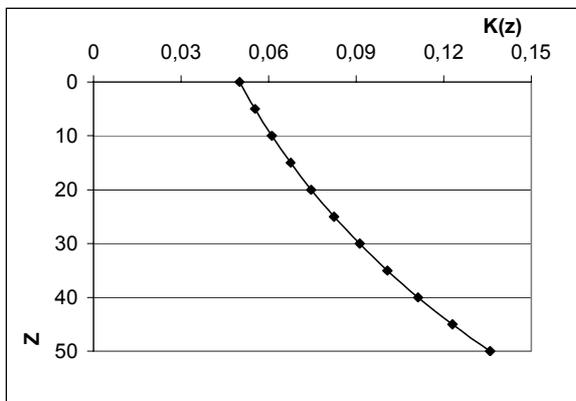


Рис. 1. Изменение проницаемости пласта по мощности:  $K(z) = 0,05 \cdot \exp(z/h)$

Для второго случая система уравнений записывается так:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[ k_j \left( \frac{f_L(S_{Lj}) \rho_{Lj}}{\mu_{Lj} M_{Lj}} x_{ij} + \frac{f_v(S_{vj})}{\mu_{vj} M_{vj}} y_{ij} \right) \frac{\partial p_j}{\partial x} \right] + \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left[ k_j \left( \frac{f_L(S_{Lj})}{\mu_{Lj} M_{Lj}} x_{ij} + \frac{f_v(S_{vj})}{\mu_{vj} M_{vj}} y_{ij} \right) \frac{\partial p_j}{\partial z} \right] = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[ m \left( \frac{\rho_{Lj} S_{Lj}}{M_{Lj}} + \frac{\rho_{vj} S_{vj}}{M_{vj}} \right) \eta_{ij} \right] \pm \sum_{v=1}^n q_{ij}^v(t) \delta(x-x_v) \delta(z-z_v), \\ & i = \overline{1, N}; \quad j = 1, 2; \quad (x, z) \in G_j, \end{aligned} \quad (4)$$

и решается при следующих начальных и граничных условиях:

$$p_j(x, z, t) \Big|_{t=0} = p_{0j}(x, z), \quad \eta_{ij}(x, z, t) \Big|_{t=0} = \eta_{ij}^0(x, z),$$

$$(x, z) \in G_j, \quad i = \overline{1, N}, \quad j = 1, 2; \quad (5)$$

$$p(x, z, t) \Big|_{z=h_1} = p_2(x, z, t) \Big|_{z=h_1}; \quad V_{1xz} \Big|_{z=h_1} = V_{2xz} \Big|_{z=h_1}, \quad (6)$$

$$\frac{\partial p_j(x, z, t)}{\partial n} \Big|_{\Omega} = 0, \quad (x, z) \in \Omega, \quad j = 1, 2, \quad (7)$$

где  $\sum_{j=1}^2 q_{ij}^v(t) = Q_i^v(t)$ ;  $\sum_{j=1}^2 G_j = G$ ;  $V_{1xz}$  и  $V_{2xz}$  – скорости фильтрации газоконденсатной смеси в каждом пропластке соответственно;  $h_1$  – линия раздела границ пропластков.

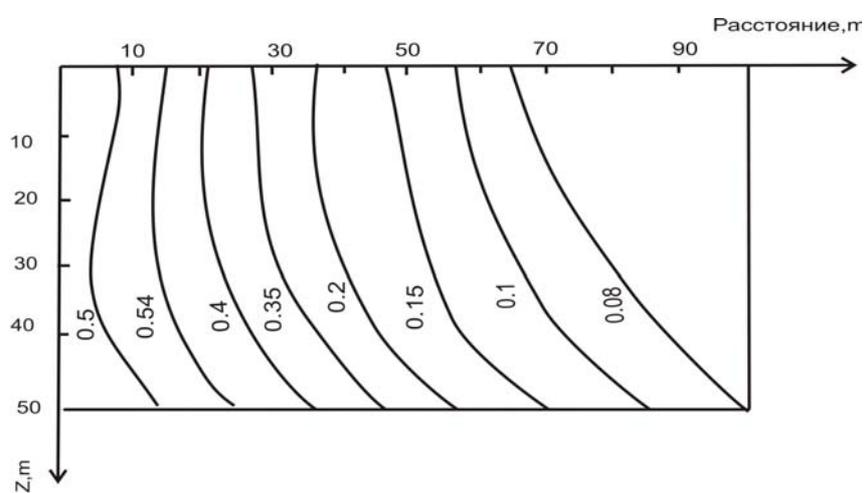
Описанная математическая модель включает в себе сложную нелинейную систему, и для решения ее использован численный метод “неявное по давлению и явное по доли компонентов” (Муркес и др., 1977; Фейзуллаев, 2006).

Для расчетов использовались экспериментальные данные газоконденсатной смеси из скважины VII горизонта месторождения Булла-дениз, а также принятых для этих же залежей функций относительных фазовых проницаемостей (Фейзуллаев, Рзаева, 2006). Зависимости свойства флюидов от давления и

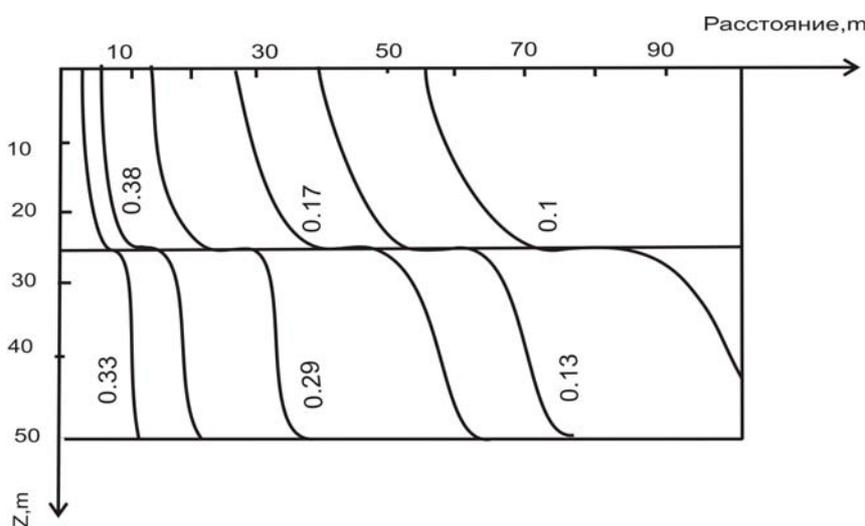
состава для данной смеси определялись методом расчета парожидкостного равновесия фаз (Брусиловский, 2002). Моделировалось понижение пластового давления от 40 до 10 МПа при депрессии 1 МПа. Длина и ширина пласта принимались равными и составляли 500 м.

Результаты расчетов для первого случая представлены на рис.2а–4а, 5. На рис.2а показано распределение конденсатонасыщенности в призабойной зоне в зависимости от мощности пласта при фиксированных значениях времени до обработки скважин “сухим” газом,

а на рис.3а – распределение конденсатонасыщенности в призабойной зоне неоднородного пласта после обработки скважины “сухим” газом в объеме 3.2 млн.м<sup>3</sup>. Из рис.2а видно, что в направлении участков с повышенной проницаемостью наблюдается более значительное удаление от скважины линий равных конденсатонасыщенностей. Это вполне объяснимо тем, что по этим направлениям фильтруется большее количество газоконденсатной смеси и, соответственно, выпадает большее количество ретроградного конденсата.

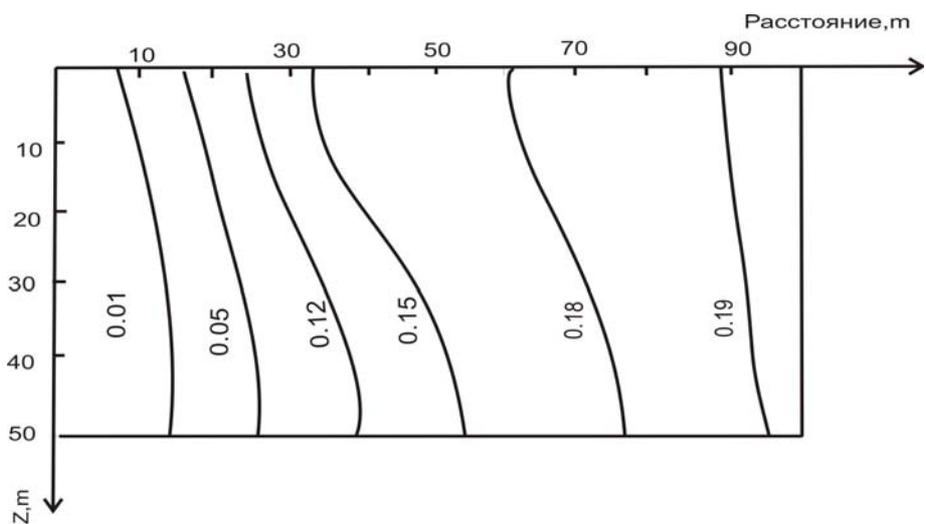


а

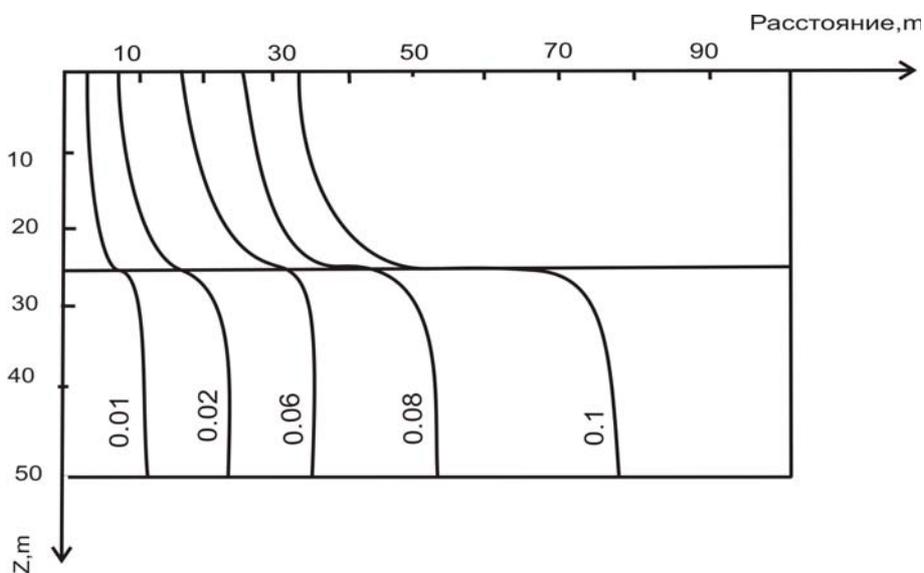


б

**Рис. 2.** Распределение конденсатонасыщенности в призабойной зоне пласта в процессе эксплуатации  $T=3$  года:  
а - неоднородный; б - двухслойный



а



б

**Рис. 3.** Распределение конденсатонасыщенности в призабойной зоне пласта после обработки ее “сухим” газом:  
а - неоднородный; б - двухслойный

При обработке призабойной зоны “сухим” газом конденсат несколько хуже удаляется из низкопроницаемых элементов пласта (рис.3а). Продуктивность скважины после обработки возрастает в 1,5-1,8 раза, и срок повышенной продуктивности скважин составляет около 300 суток (рис.4а). Продуктивность для данного случая с соответ-

ствующим осредненным значением проницаемости увеличивается в 2,3-2,5 раза. Это вполне объясняется тем, что изменение конденсатонасыщенности в низкопроницаемых элементах пласта оказывает влияние на фильтрационные сопротивления в меньшей мере, чем ее изменение в высокопроницаемых элементах пласта.

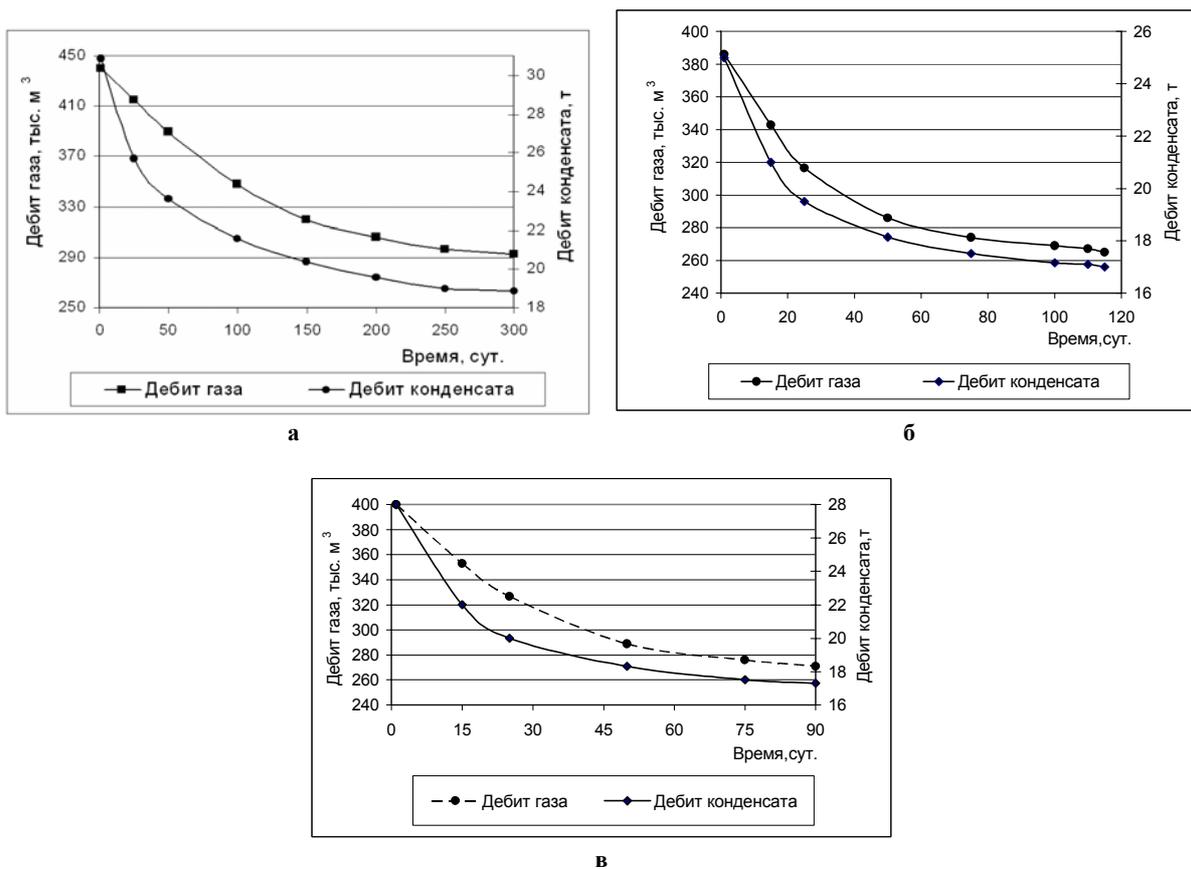


Рис. 4. Изменение дебита газа и конденсата в пласте в зависимости от времени после обработки скважины "сухим" газом: а - неоднородный; б и в - двухслойные;

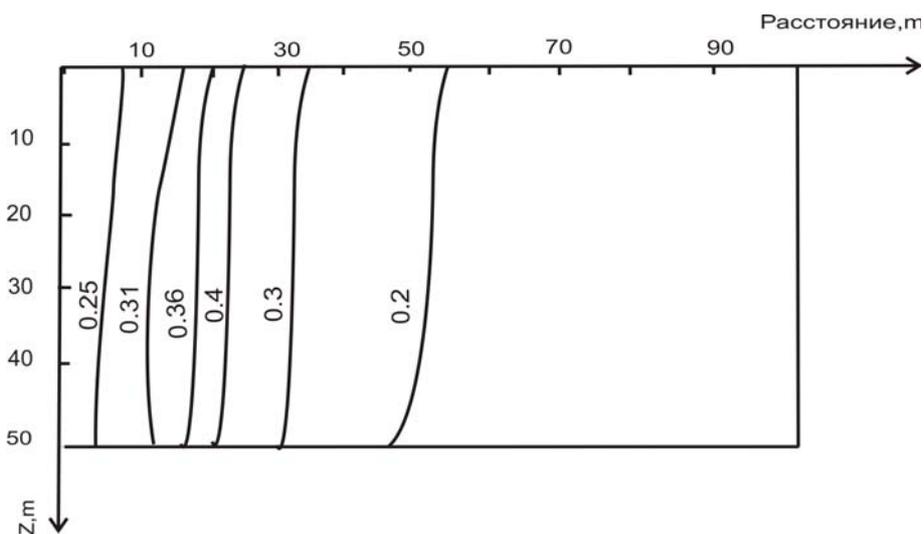


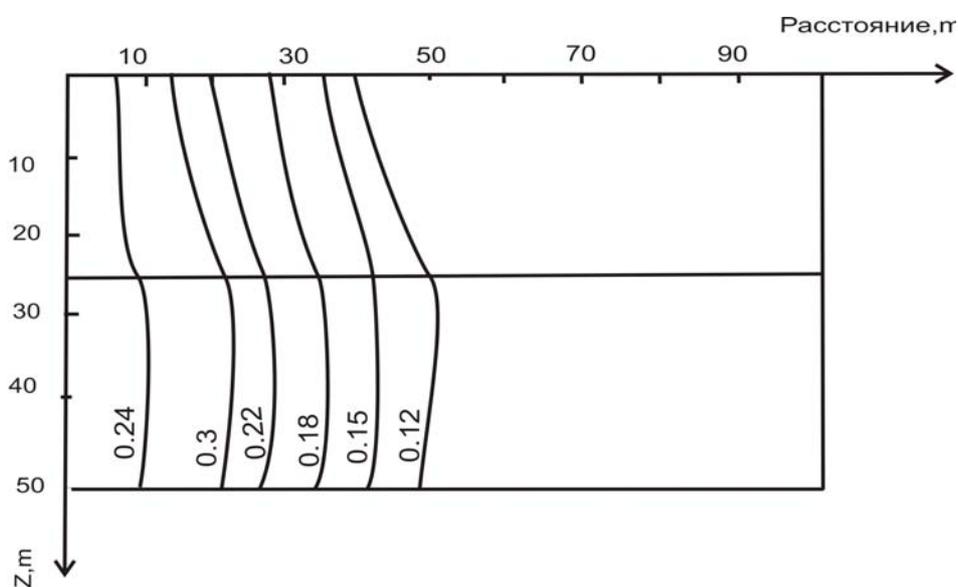
Рис. 5. Распределение конденсатонасыщенности в призабойной зоне неоднородного пласта по истечении времени  $t=300$  суток после обработки

Повторное накопление ретроградного конденсата у забоя скважин в рассматриваемом варианте представлено на рис.5. Из рис.5 видно, что повторное накопление ретроградного конденсата несколько выравнивает профиль конденсатонасыщенности коллектора, т.е. уменьшает различие в конденсатонасыщенности между разнопроницаемыми зонами пласта. Это объясняется преимущественной фильтрацией газоконденсатной смеси и более значительной конденсацией жидкости в высокопроницаемой части коллектора. Средние значения конденсатонасыщенности у забоя скважины в рассматриваемом варианте неоднородности пласта возрастают в 1,5 раза быстрее, чем соответствующие усредненные значения проницаемости пласта.

Результаты расчетов для второго случая, когда отношение проницаемостей пропластков  $k = \frac{k_2}{k_1} = 2,6$ , представлено на рис.

2б-4б,6,7. На рис.2б показано распределение конденсатонасыщенности в призабойной зоне в зависимости от мощности пласта при фик-

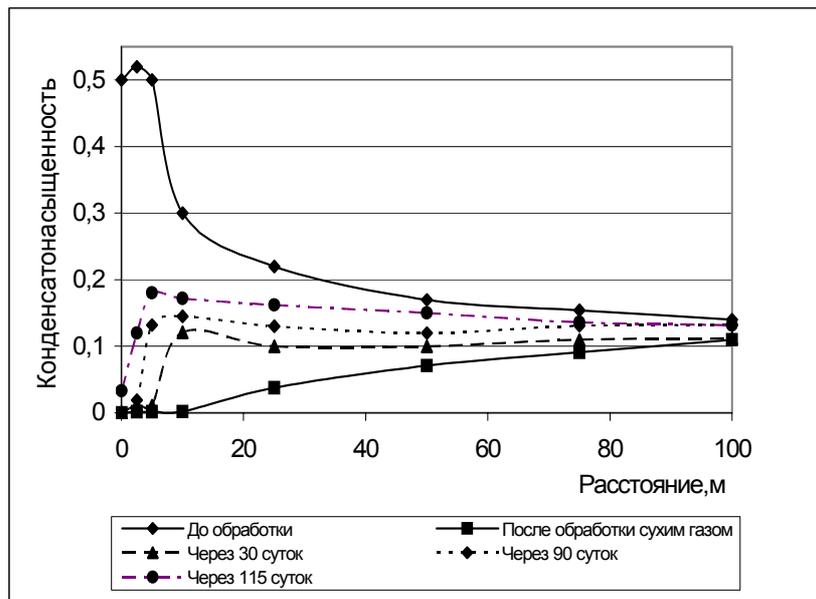
сированных значениях времени до обработки скважин “сухим” газом, а на рис.3б – распределение конденсатонасыщенности в призабойной зоне двухслойного пласта после обработки скважин “сухим” газом. Повторное накопление ретроградного конденсата в период эксплуатации скважины после обработки иллюстрируется на рис.6. На основе этих результатов показано распределение конденсатонасыщенности в отдельных пропластках у забоя скважин (рис.7). При этом отмечено значительное увеличение конденсатонасыщенности коллектора в наиболее проницаемом пропластке, в высокопроницаемых пропластках имеются более обширные зоны повышенной конденсатонасыщенности. При обработке скважины «сухим» газом значительная часть ретроградного конденсата испаряется в наиболее проницаемых прослоях, и зона обработки коллектора “сухим” газом в высокопроницаемом пропластке в 2,5 раза превышает размеры зоны обработки в низкопроницаемом пропластке.



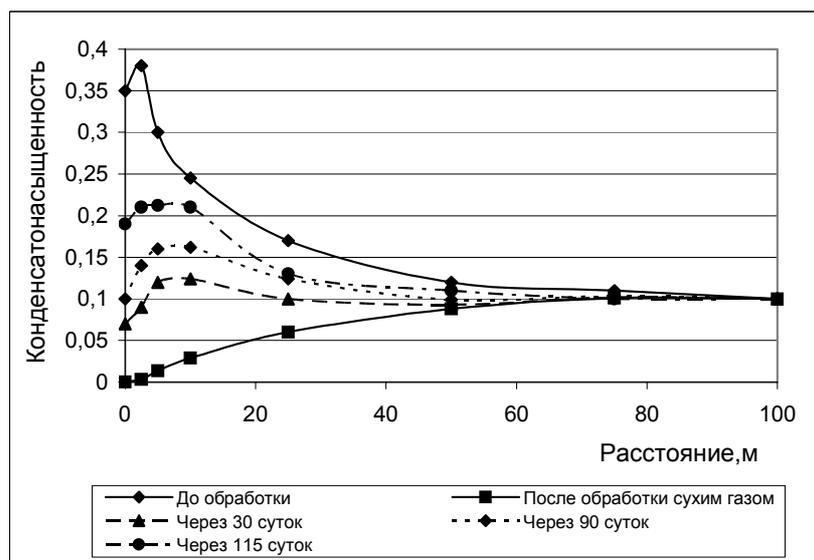
**Рис. 6.** Распределение конденсатонасыщенности в призабойной зоне двухслойного пласта по истечении времени  $t=115$  суток после обработки

Продуктивность скважины после обработки увеличивается в 1,5 раза, и срок повышенной продуктивности скважин составляет 115 суток (рис.4б). В период эксплуатации скважины в низкопроницаемом пропластке происходит накопление ретроградного конденсата более интенсивно, чем в высокопроницаемом пропластке (рис.7). Это происходит даже несмотря на существование в высокопроницаемом пропластке более

высоких скоростей течения газа, а соответственно, и выделения большего количества конденсата на единицу толщины пласта. Интенсивное повторное накопление ретроградного конденсата в низкопроницаемой части коллектора приводит к увеличению фильтрационного сопротивления в скважине. Поэтому продуктивность скважины значительно уменьшается уже за короткий срок ее эксплуатации (рис.4б).



а

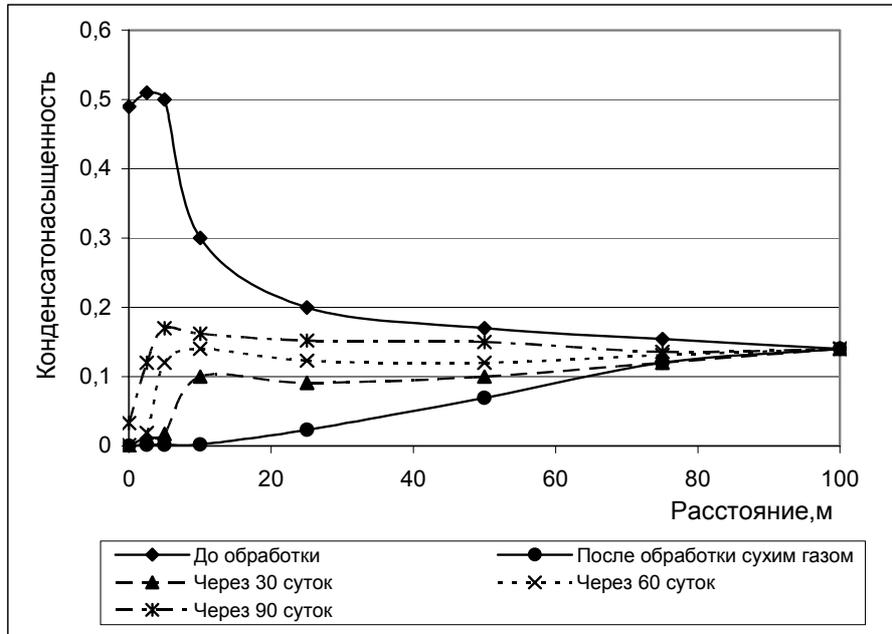


б

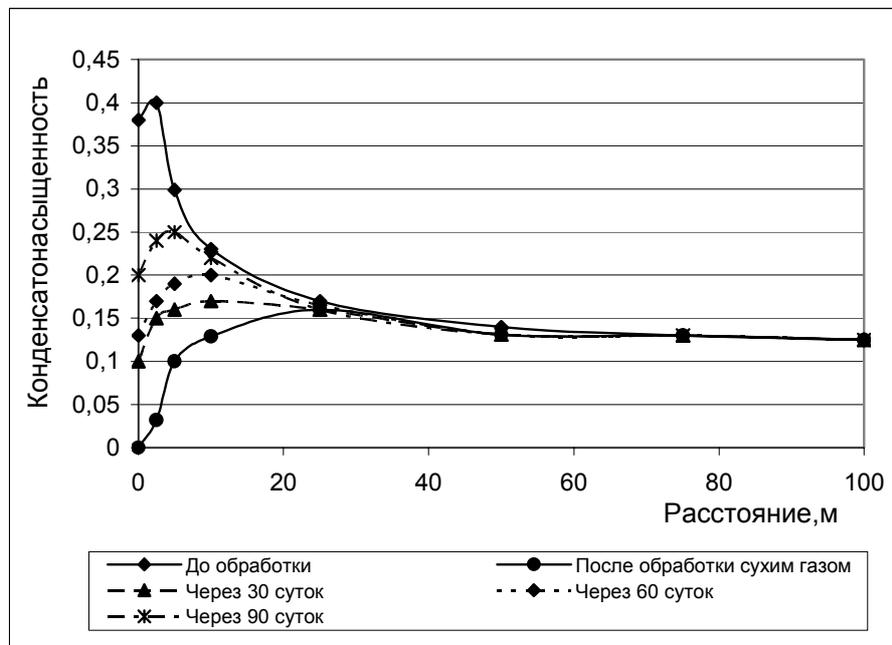
Рис. 7. Распределение конденсатонасыщенности в призабойной зоне слоистого пласта: а, б - проницаемость пропластков соответственно: 0.13 и 0.05 мкм<sup>2</sup>

Во втором варианте, когда отношение проницаемостей пропластков высокое, то есть  $\bar{\kappa} = \frac{\kappa_2}{\kappa_1} = 17$ , после обработки происходит очень быстрое увеличение конденсато-

насыщенности при эксплуатации скважины в ее забое в низкопроницаемом пропластке (рис.8). В результате продуктивность скважины уменьшается уже к концу третьего месяца эксплуатации (рис.4в).



а



б

Рис. 8. Распределение конденсатонасыщенности в призабойной зоне слоистого пласта: а, б - проницаемость пропластков соответственно: 0.17 и 0.01 мкм<sup>2</sup>

Проведенные расчеты показали, что зональная неоднородность пласта оказывает незначительное влияние на эффективность обработки призабойной зоны скважин «сухим» газом. В значительно большей мере на процесс увеличения продуктивности скважин влияет слоистая неоднородность коллектора.

Таким образом, исследовано влияние неоднородности пористой среды на показатели процесса обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины «сухим» углеводородным газом и установлено, что при проведении таких работ необходимо учитывать характер неоднородности.

#### ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., АБАСОВ, З.Я., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2006. Моделирование процесса разработки газоконденсатных залежей. *Изв. НАНА*.

*Науки о Земле*, 2, 65-69.

АБАСОВ, М.Т., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ИБРАГИМОВ, Т.М., МАМЕДОВ, А.М., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 1998. Моделирование неоднородных пластов при фильтрации газоконденсатной смеси. *Изв. АН Азерб. Науки о Земле*, 2, 3-5.

БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 2002. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Грааль. Москва. 575.

МУРКЕС, М.И., РОЖДЕСТВЕНСКИЙ, В.А., ШОВКРИНСКИЙ, Г.Ю. 1977. Два численных метода решения одномерных задач фильтрации многокомпонентных систем. *ЖВМ и МФ*, 17, 3, 696-705.

ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2006. Численное моделирование обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины «сухим» газом с учетом многокомпонентной фильтрации системы. *Изв. НАНА. Науки о Земле*, 4, 48-54.

ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А., РЗАЕВА, В.Г. 2001. Адаптация гидродинамической модели по данным истории разработки газоконденсатной залежи. *Изв. АН Азерб. Науки о Земле*, 2, 19-21.

**Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана Г.И.Джалалов**