

Е.Н. Александров¹, М. Гудвин², Н.М. Кузнецов³

¹Институт биохимической физики РАН, Москва, chembio@sky.chph.ras.ru

²More-Oil Inc., Houston (USA), mgoodwin@More-oil.com

³Институт химической физики им. Н.Н. Семенова РАН, Москва, icp@chph.ras.ru

НАГРЕВ НЕФТЕНОСНОГО ПЛАСТА И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ СКВАЖИН ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для прогрева нефтяного пласта рассмотрен метод реагирующих бинарных смесей, которые закачиваются в скважину в виде водных растворов по двум каналам. Смеси реагируют в зоне продуктивного пласта с выделением тепла и газа, который входит в пласт и совершает работу по созданию новых трещин. Мощность, вводимая в пласт обычными насосами цементировочного агрегата (ЦА) в этом случае может превысить мощность воздействия на пласт мощными насосами, применяемыми в процессе ГРП.

Рассмотрены два варианта прогрева: с равномерным и оптимальным распределением температуры в окрестности скважины. Показано, что дебит скважины при одинаковой энергии, сообщенной продуктивному пласту, для случая оптимального распределения температуры в 3 – 4 раза выше, чем для случая равномерного распределения.

Введение

Улучшение режима добычи нефти путем теплового воздействия на недра, предложенное ранее (Непримеров, 1971), в последние годы было осуществлено в Канаде путем ввода нагретого пара в продуктивный пласт битуминозных песков (David Albin, Ken Hersh, 2006). В условиях высоких цен на нефть рентабельная добыча битумов налажена при сжигании около 20 % добытых углеводородов, затрачиваемых на создание теплового потока. Важно, что регламент добычи радикально отличается от традиционного, т.к. регулируется одним основным параметром – скоростью закачки пара. В настоящей работе рассмотрены возможности тепловой интенсификации добычи извлекаемых углеводородов, в том числе обычной нефти. В свете выводов (Непримеров, 1971) и канадского опыта в статье предложен режим ускоренной добычи нефти методом прогрева пласта реагирующими бинарными смесями, который по мощности соизмерим с методом интенсификации добычи нефти – методом гидроразрыва пласта (ГРП).

1. Способ прогрева пласта с помощью реагирующих бинарных смесей

В (Непримеров, 1971) для подъема пластового давления предложена закачка в пласт горячей воды («термозаводнение»). Как известно, однако, газ входит в пласт легче и отчасти поэтому в Канаде применили пар. Из методов стимулирования нефтедобычи, таких как пластовое горение, сжигание реагентов в стволе скважины, закачка в пласт горячей воды, для быстрого прогрева массива породы подходящей представляется мощная техника ГРП. Но эта техника, к сожалению, мало пригодна для закачки горячих жидкостей и пара.

Способ реагирующих бинарных смесей (РБС, Александров, Леменовский, 2004) предусматривает закачку в скважину по двум отдельным каналам холодных смесей, которые реагируют при слиянии в зоне перфорации и выделяют горячий газ, в том числе водяной пар. Эти газы под давлением в сотни атмосфер уходят в пласт и совершают работу по созданию новых каналов для теплоносителя. Предусмотрена система клапанов, регулирующая подачу реагентов в зону перфорации, что необходимо для сочетания низкого давления в зоне устьевой арматуры и более высокого давления в зоне перфорации. Относитель-

но маломощные стандартные насосы цементировочных агрегатов (ЦА), закачивая бинарные смеси разного состава (Александров, Леменовский, 2004) с теплотворной способностью от 600 до 3000 ккал/кг, могут обеспечить более сильное действие на пласт, чем мощные насосы ГРП, закачивающие холодную жидкость.

При работе двух насосов ЦА, каждый из которых закачивает смеси со скоростью 4 кг/с, максимальная скорость выделения энергии в скважине (мощность) при полном перемешивании реагентов может превысить суммарную мощность 4-х насосов стандартного комплекса ГРП (около 10 тыс. лошадиных сил). Простой расчет: $2 \cdot (4 \text{ кг/с}) \cdot (600 \div 3000) \text{ ккал/кг} = (4800 \div 24000) \text{ ккал/с} \approx (27000 \div 135000) \text{ л.с.}$ это подтверждает. Следует отметить, однако, что без специальной техники полное перемешивание реагентов пока удается осуществить только при относительно медленной подаче реагентов. То есть, для раскрытия возможностей технологии РБС, как и при создании технологии ГРП, лимитирующим фактором является разработка новой техники.

Перед применением на скважинах бинарные смеси испытывали на стенде в условиях лабораторного моделирования. Обычно смеси подавали по двум отдельным каналам к образцам керна, насыщенным нефтью. При этом анализировалось взаимодействие продуктов реакции с породой керна и нефтью. Измеряли проницаемость керна до и после обработки. Эти опыты позволили разработать сме-

Рис. 1. Зависимость вязкости (в пуазах) от радиуса (в метрах) при оптимальном распределении температуры.

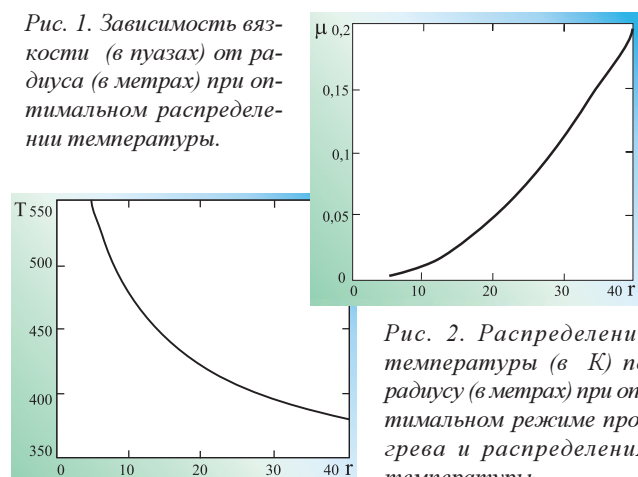


Рис. 2. Распределение температуры (в К) по радиусу (в метрах) при оптимальном режиме прогрева и распределения температуры.

си, ранее не применявшиеся и хорошо зарекомендовавшие себя на скважинах (Александров, Леменовский, 2004).

Из четырех скважин, обработанных бинарными смесями в Пермской области, наиболее сильное повышение проницаемости в (в 50 раз) было получено на скв. № 9043 Шумовского месторождения тяжелой нефти (0,96 г/см³). Изменение проницаемости определяли по приемистости пластом воды до и после обработки скважины реагирующими смесями при давлении в 120 атм. на манометре насоса.

Внедрение горячих продуктов реакции в пласт, его нагрев приводят к уменьшению вязкости нефти и к соответствующему увеличению дебита. Практическая реализация широкомасштабного прогрева требует больших затрат энергии. В связи с этим актуальны теоретические оценки и расчеты энергетических затрат и разработка методов их минимизации в зависимости от внешних параметров, характеризующих нефтяной пласт и условия эксплуатации скважины.

2. Зависимость дебита от вязкости нефти

Выход нефти в единицу времени (дебит) в изотермической системе определяется формулой (Щелкачев, Лапук, 2001):

$$Q = 2\pi L(d / \mu)(P_2 - P_1) / \ln(r_2 / r_1), \quad (1)$$

при заданных значениях радиусов r_1, r_2 и давлений P_1, P_2 , где d – проницаемость (дарси), μ – вязкость (в пуазах). Величина Q обратно пропорциональна μ . При сравнительно низких температурах вязкость сильно уменьшается при нагревании. Например, вязкость нефти, имеющей плотность 0,96 г/см³, уменьшается при повышении температуры от 40 до 100 °С примерно от 400 до 25 сантипуаз (Щелкачев, Лапук, 2001). Это свойство нефти и лежит в основе тепловых методов увеличения Q . Основная температурная зависимость отношения μ/d обусловлена сильным убыванием вязкости нефти с ростом температуры. По сравнению с вязкостью коэффициент d меняется мало, и его можно считать независящим от температуры. Используя графические данные о зависимости μ от плотности (относящейся к температуре 15,2 °С (или 13,6 °С) и давлении 1 атм.) негазированной нефти и от температуры, приведенные в (Щелкачев, Лапук, 2001), и выбрав в качестве примера нефть плотности 0,96 г/см³, мы получили интерполяционную формулу:

$$\mu = A \exp(B/T), \quad A = 2,625 \cdot 10^{-7} \text{ пуаз}, \quad B = 5135 \text{ К}. \quad (2)$$

Если отношение μ/d зависит от r , то в общем случае интеграл по r не берется, и вместо (1) результат выражается в квадратурах:

$$P_2 - P_1 = (Q / 2\pi L) I, \quad Q = 2\pi L(P_2 - P_1) / I, \quad (3)$$

$$I \equiv \int_{r_1}^{r_2} (\mu / d) r^{-1} dr. \quad (4)$$

2.1. Зависимость дебита скважины от распределения температуры при заданной полной энергии нагрева E

Связь полной энергии, израсходованной на нагревание нефтеносного пласта в объеме, ограниченном условиями $r_1 \leq r \leq r_2$, с распределением температуры по радиусу цилиндра выражается интегралом:

$$E = 2\pi L C_p \int_{r_1}^{r_2} \Delta T(r) r dr, \quad (5)$$

где $\Delta T(r)$ – повышение температуры относительно исходного уровня T_0 , C_p – теплоемкость единицы объема пласта. При заданном значении E существует бесчисленное множество функций $\Delta T(r)$, удовлетворяющих (5). Каждой такой функции отвечает свое распределение вязкости и свой дебит Q . Конкретное решение задачи определяется дополнительным условием, например, нахождением максимума Q . Далее мы рассмотрим два решения: а) и б), первое из которых соответствует однородному прогреву ($\Delta T = const$), а второе удовлетворяет условию максимума Q .

а) Сравнивая производительность скважины в однородном температурном поле, будем для определенности полагать $P_2 - P_1 = 20$ атм., $L = 20$ м, $r_1 = 0,2$ м, $r_2 = 40$ м, $T_0 = 300$ К, $d = 0,001$ дарси. Согласно (2) значения μ при температурах 300 и 400 К равны 7,13 пуаз и 0,099 пуаз соответственно. Подстановка всех этих величин в (1) дает $Q = 13,3$ см³/с = 1,15 м³/сут. без теплового воздействия и $Q = 961$ см³/с = 83 м³/сут. (то есть в 72 раза больше) при $\Delta T = 100$ К.

Следует отметить, что условие $P_2 - P_1 = 20$ атм. означает, что здесь рассматривается истощенное месторождение с низким пластовым давлением. На не истощенных месторождениях перепад давлений в депрессионной воронке около скважины обычно в 2 – 5 раз больше.

б) Последовательно расположенные цилиндрические слои, имеющие (на единице длины) площадь $2\pi r$ и толщину dr , образуют последовательное соединение проводников (по аналогии с электрической цепью), каждый из которых имеет проводимость на единицу длины, равную $2\pi r L / \mu(r)$. Узкое место в последовательном соединении проводников, которое в основном лимитирует величину Q , находится там, где проводимость минимальна. В изотермическом случае, то есть в случае, когда ΔT не зависит от r , $\mu(r) = const$, узкое место находится около скважины – в точке $r = r_1$. Но в неизвестном неоднородном поле температур координата узкого места тоже не известна. Однако очевидно, что проводимость всей цепи при фиксированной энергии будет максимальна (а сопротивление, соответственно, минимально), если узкого места в ней нет вообще. Для этого коэффициент вязкости должен быть пропорциональным r . При этом:

$$\mu/r = const, \quad (6)$$

интеграл (4) берется, и из (3) следует:

$$Q = 2\pi L r_1 d (P_2 - P_1) / [\mu_1 (r_2 - r_1)]. \quad (7)$$

Из (7), (2) и (6) путем несложных выкладок можно получить:

$$E = 2\pi L C_p \int_{r_1}^{r_2} \{B / [B / T_2 + \ln(r / r_2)] - T_0\} r dr. \quad (8)$$

При заданном значении E это трансцендентное уравнение. В нем неизвестной величиной является только параметр T_2 подынтегральной функции. Уравнение (8) легко решается на компьютере методом итераций. Ниже приводится решение уравнения (8) при $E/C_p = 100\pi L (r_2^2 - r_1^2)$ К·м³ = 2,01·10⁷ К·м³. При однородном прогревании такая величина E/C_p соответствует повышению температуры на 100 К во всем объеме, равном $\pi L (r_2^2 - r_1^2)$.

Вычисления температуры T_2 выполнены при $r_1 = 0,2$ м,

$r_2 = 40$ м, $T_0 = 300$ К, $A = 2,625 \cdot 10^{-7}$ пуаз, $B = 5135$ К, см. (2).

Результат вычисления: $T_2 = 384,4$ К. Соответственно, $\mu_2 = 0,166$ пуаз, $\mu_1 = 8,31 \cdot 10^{-4}$ пуаз, $T_1 = 637$ К. Все поле значений $\mu(r)$ и $T(r)$ определяется формулами:

$$\mu(r) = 0,166 \cdot (r / r_2) \text{ пуаз}, T(r) = B / \ln[\mu(r) / A], \quad (9)$$

и иллюстрируется рисунками 1, 2.

Дебит скважины Q (обозначенный как $Q1$) определен формулой (7) и найденным значением $\mu_1 = 8,31 \cdot 10^{-4}$ пуаз:

$$Q1 = 2\pi L r_1 d (P_2 - P_1) / [\mu_1 (r_2 - r_1)]. \quad (10)$$

Из (1) и (10) следует:

$$Q1 / Q = [r_2 / (r_2 - r_1)] (\mu / \mu_2) \ln(r_2 / r_1), \quad (11)$$

где $\mu = 0,099$ пуаз, см. выше пункт а).

Отметим, что отношение (11) не зависит от разности давлений $P_2 - P_1$ и от проницаемости d .

Учитывая, что $\mu_2 = 0,166$ пуаз, из (11) получаем:

$$Q1 / Q = 3,16. \quad (12)$$

Таким образом, оптимизация распределения температуры приводит при том же значении заданной выше полной энергии E к увеличению производительности скважины примерно в 3 раза. В случае сферически симметричной модели, более подходящей для мощных пластов, аналогичные расчеты дают $Q1/Q \approx 4$.

Найденное оптимальное распределение температур представляет интерес при эксплуатации скважин с малым дебитом (5 – 10 т/сутки) в основном для слабо пористых нефтеносных пластов при объеме пор 10 – 20%. В них сообщенное тепло будет сосредоточено в основном в твердой породе и поэтому сохранится достаточно долго.

3. Релаксация нагретого месторождения и изменение дебита нефтяных скважин в процессе остывания продуктивного пласта

Нагретая область пласта остывает за счет двух механизмов теплопередачи – кондуктивного и конвективного. Первый из них – кондуктивная теплопередача из горячей зоны в более холодный периферийный объем, второй – перенос тепла, обусловленный фильтрацией нефти через неравномерно нагретый пласт в работающей скважине. Нами разработана методика численного моделирования этих процессов, позволяющая вычислять время остывания нагретого пласта при заданных исходных данных – тепла, введенного в пласт, объема, теплоемкости, плотности и теплопроводности нагретого коллектора, вязкости нефти в зависимости от температуры, дебита скважины после ее обработки. Наряду с этим мы имеем простые рабочие формулы для быстрых приближенных оценок зависимости продуктивности скважины, связанной со временем остывания нагретой зоны пласта, с размерами зоны и т. п. В качестве примера ниже приведены оценки времени остывания нагретого объема пласта в условиях закрытой и работающей скважины. При закрытой скважине остывание происходит в основном за счет кондуктивной теплопередачи.

3.1. Остывание нагретого пласта за счет кондуктивной теплопередачи

При неработающей скважине характерное время остывания (потери примерно половины избыточного теп-

ла) цилиндрического массива пласта, погруженного в холодную среду, определяется приближенной формулой (Ландау, Лифшиц, 1986; Кузнецов, 1965)

$$\tau_{1/2} \approx 0,1 \cdot 3^{2/3} r_2^2 / \chi, \quad (13)$$

где χ – коэффициент температуропроводности пласта.

Для представления о количественных значениях времени остывания можно в формулу (13) в качестве коэффициента с подставить его значение, относящееся к пористому кварцевому стеклу плотности 2,22 г/см³. Теплопроводность (κ) плотного песчаника близка к теплопроводности мелко кристаллического кварца при температурах 300 и 500 К и составляет соответственно 1,36 и 1,63 Вт/мК (Григорьев, Мейлихов, 1991). Линейная интерполяция этих значений на 400 К дает 1,5 Вт/мК. В пересчете на пористый кварц получаем $\kappa_p = \kappa \rho_p / \rho$. Удельная теплоемкость кварца при 400 К составляет 53,4 Дж/мольК. Вычисление коэффициента температуропроводности при 400 К дает:

$$\chi = \kappa_p / \rho_p C_p = \kappa / \rho C_p \approx 6,4 \cdot 10^{-3} \text{ см}^2/\text{с}. \quad (14)$$

Из (13) и (14) следует:

$$\tau_{1/2} \approx 3,76 r_M^2 \text{ суток}, \quad (15)$$

где r_M – значение радиуса r , выраженное в метрах. При $r_M = 5$ и 10 из (15) следует соответственно 94 и 380 суток.

3.2. Остывание нагретого пласта за счет конвективной теплопередачи

Для сравнения роли кондуктивной и конвективной теплопередачи оценим время остывания нагретого пласта без учета первой из них. В квазистационарном режиме фильтрации, соответствующему равенству количества откачиваемой нагретой нефти и холодной нефти, поступающей с периферии, средняя температура нагретой зоны описывается уравнением баланса тепловой энергии:

$$dT / (T - T_0) = [C_p^{oil} / V^* C_p^{vol}] dM, \quad (16)$$

где M – масса нефти, выкаченной за все время после активации скважины, V^* – объем цилиндра, C_p^{oil} и C_p^{vol} – удельная теплоемкость нефти и теплоемкость единицы объема двухфазной смеси:

$$C_p^{vol} = C_p \rho (1 - \alpha) + C_p^{oil} \rho^{oil} \alpha, \quad (17)$$

C_p и ρ – удельная теплоемкость и плотность монолитного кварцевого стекла, C_p^{oil} и ρ^{oil} – удельная теплоемкость и плотность нефти, α – степень пористости (относительный объем, занимаемый порами).

Интегрируя уравнение (16) с начальным условием $T = T^*$ при $t = 0$, получаем:

$$T - T_0 = (\Delta T)^* \exp(-\lambda M), \quad (18)$$

$$\lambda = C_p^{oil} / V^* C_p^{vol}. \quad (19)$$

При уменьшении нагрева в два раза согласно (18):

$$M = \ln(2) / \lambda. \quad (20)$$

Подстановка в (17) и (19) значений теплоемкости кварца и нефти и плотностей этих компонент (Григорьев, Мейлихов, 1991): $C_p = 0,89$ Дж/г·К; $C_p^{oil} = 2,10$ Дж/г·К; $\rho = 2,65$ г/см³; $\rho^{oil} = (0,73 - 0,94)$ г/см³ при $\alpha = 0,2$ и $V^* = 2\pi r_M^3$ дает $1/\lambda = (6,56 - 6,83) r_M^3$ тонн, (здесь r_M – радиус цилиндра в метрах).

Отсюда из (20):

$$M = (4.5 - 4.7) r_M^3 \text{ тонн.} \quad (21)$$

При $r_M = 5$ и 10 получаем $M = 575$ т и 4600 т.

В приближении постоянной производительности скважины $M = m t_c$, где m – масса нефти, добываемой за одни сутки, t_c – время, выраженное в сутках. При мощности $m = 5$ т/сут из (21) следует, что в течение процесса остывания нагретой зоны вдвое при $r_M = 5$ и 10 скважина будет работать 115 и 920 суток. Отметим, что времена кондуктивного и конвективного остывания по-разному зависят от линейного размера нагретой зоны: первое пропорционально квадрату, а второе – кубу линейного размера (сравни (15) и (20)). Поэтому при достаточно малых линейных размерах нагретой зоны она остывает в основном за счет конвекции (при работающей скважине), а при достаточно больших размерах преобладает кондуктивная теплопередача.

3.3. Остывание нагретой зоны пласта

При совместном действии механизмов теплопередачи их скорости складываются. Соответственно, при приближенной оценке итогового времени остывания t нужно сложить обратные времена остывания по каждому из механизмов. Если обозначить времена остывания через τ_1 и τ_2 , то:

$$\tau = \tau_1 \cdot \tau_2 / (\tau_1 + \tau_2). \quad (23)$$

Согласно (23) и приведенным выше оценкам остывания по двум механизмам получаем:

при $r_M = 5$ и $m = 5$ т/сут., $t_{1/2} = 94 \cdot 115 / (94 + 115) \approx 52$ суток;
 при $r_M = 5$ и $m = 10$ т/сут., $t_{1/2} = 94 \cdot 67 / (94 + 67) \approx 39$ суток;
 при $r_M = 10$ и $m = 5$ т/сут., $t_{1/2} = 380 \cdot 920 / (380 + 920) \approx 270$ суток;
 при $r_M = 10$ и $m = 10$ т/сут., $t_{1/2} = 380 \cdot 460 / (380 + 460) \approx 208$ суток.

4. Анализ и заключение

Рассмотрим перспективы увеличения дебита обычной (conventional) нефти после прогрева скважин на истощенных месторождениях. В России такие месторождения сохраняют в продуктивных пластах около половины первоначальных запасов, в США – около трети. Стимулирование добычи нефти теплом сейчас в основном производят прогревом пласта водяным паром или смесью пара с нагретым газом (CO_2). Эту горячую смесь, вырабатываемую, например, генератором при сжигании керосина или дизельного топлива, подают с поверхности в скважины глубиной до 700 – 800 м с приемлемыми потерями. В этом случае коэффициент полезного действия (КПД) обычно не превышает 50 %, т.е., на нагрев пласта расходуется меньше половины тепла, выделившегося в камере сгорания генератора. При подаче тепла на большую глубину нужно использовать генератор смеси пара с газом, опускаемый в скважину. В этом случае КПД может составить 80 – 90 %. Данных о таком генераторе в литературе нет.

Для конкретности в настоящей работе рассмотрена скважина с начальным дебитом (до прогрева) меньше 1,0 тонны в сутки, находящаяся на истощенном месторождении обычной нефти с пластом мощностью 10 – 20 метров, с начальной температурой 40 °С и с пористостью 20 %.

Простой расчет был сделан нами с использованием данных из (Александров, Леменовский, 2004) в предположении о низком пластовом давлении и о заполнении пор нефтью лишь на 40 – 50 %, показал, что в этом гипотети-

ческом случае после прогрева вязкость нефти должна уменьшиться в 15 – 20 раз. Поскольку при этом проницаемость пласта и пластовое давление практически не изменятся, соответственно, в 15 – 20 раз должны увеличиться скорость добычи и существенно уменьшиться время эксплуатации месторождения. При нагреве породы пласта на 100 – 150 °С, эксплуатация истощенного месторождения может стать коммерчески выгодной при периодическом прогреве и устранении зоны торможения потока нефти в окрестности скважины.

Важно, что появилась возможность радикального уменьшения числа параметров, управляющих процессом добычи углеводородов. Метод бинарных смесей позволяет осуществить мощное воздействие на пласт даже с помощью стандартной промысловой техники. Лабораторные и натурные исследования и теоретические оценки показали, что нагрев на 100 – 150 градусов продуктивного пласта может увеличить дебит нефти за счет уменьшения ее вязкости в десятки раз. Как приближение к этой идеализированной картине в настоящей статье оценен минимальный размер «большого массива» породы, не менее 20 метров в диаметре с массой 15 – 20 тыс. тонн, который нужно прогревать 2 – 3 раза в год для поддержания постоянно высокого дебита скважин (Александров, Кузнецов, 2006).

Тепловые технологии могут обеспечить радикальное изменение традиционных схем добычи не только вязкой, но и обычной нефти. Масштабное применение тепла на месторождениях вязкой и обычной нефти может начаться в ближайшие годы в связи с перспективой коммерчески выгодного увеличения скорости добычи и коэффициента извлечения нефти.

Авторы выражают благодарность Н.Н. Непримерову за конструктивную критику.

Литература

- Александров Е.Н., Кузнецов Н.М. Доклады Академии Наук РФ, *Техническая физика*. 2006 (в печати).
 Александров Е.Н., Леменовский Д.А. Патент РФ № 2224103. 2004.
 Кузнецов Н.М. ПМТФ. № 1. 1965.
 Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. *Гидродинамика*. М. Наука. 1986.
 Непримеров Н.Н. *Сб. Термозаводнение нефтяных месторождений*. Изд-во КГУ. 1971.
Физические величины. Справочник. Энергоатомиздат. 1991.
 Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. *Подземная гидравлика*. М.: 2001.
 David Albin and Ken Hersh, *Gas & Oil Journal*.

Евгений Николаевич Александров

Доктор хим. наук, зав. отделом экологической химии Института биохимической физики РАН, лаборатории газового анализа и экотоксиметрии.



Николай Михайлович Кузнецов

Профессор, доктор физ.-мат. наук, ведущий научный сотрудник Института химической физики им. Н.Н. Семенова Российской академии наук.

