

## Добыча нефти и газа и упругий потенциал недр Земли

С. Х. Магидов  
Институт геологии ДНЦ РАН

[salavmag@yandex.ru](mailto:salavmag@yandex.ru)

Несмотря на значительные объёмы растворённых газов подземных вод, происходит быстрое истощение их запасов, вследствие нефте- и газоразработок. Это приводит существенному снижению доли фонтанных скважин по причине сокращения упругого потенциала недр, и может свидетельствовать о значительной неучтённой искусственной дегазации. Техногенное изменение термобарических условий в недрах может иметь опасные геоэкологические последствия, поэтому требуются дополнительные исследования по изучению физико-химических свойств геоматериалов при высоких P-T условиях в целях прогнозирования и охраны геологической среды.

*Ключевые слова:* упругий потенциал недр, добыча газа, упруго-пластичные свойства, флюидная система, геологическая среда, геоэкологическое состояние недр

**Ссылка:** Магидов, С. Х. (2012), Добыча нефти и газа и упругий потенциал недр Земли, *Вестник ОНЗ РАН*, 4 NZ9001, doi:10.2205/2012NZ\_ASEMPG.

По оценке ряда авторов (Л. М. Зорькин, В. Н. Корценштейн, Б. В. Стадник и др.) объём растворённых газов пластовых вод нефтегазовых бассейнов СССР составляет  $4.2 \cdot 10^{15}$  м<sup>3</sup>, данные по которым приведены в таблице 1.

**Таблица 1.** Объёмы растворённых газов пластовых вод нефтегазовых структур территории СССР [Зорькин, 1989]

Геологическая структура	Объём растворённых газов, трлн. кубических метров
Вост. Европ платформа	1474.3
Сибирская платформа	745
Западно-Сибирская плита	1000
Скифская и Туранская плиты	439
Туранская плита	151
Современные геосинклинали и кайнозойские прогибы	375.2
Всего	4184.5

Если сопоставить это с современным уровнем добычи естественного газа (2009 г.) в рамках СНГ, то этих запасов должно хватить примерно на 5 тысяч лет для данной территории [Соколин, 2010]. Кривые добычи нефти и газа по РФ подобны кривым суммарной добычи в СССР (СНГ) и иллюстрируются рисунком 1. Имеются определённые корреляции между снижением упругого потенциала недр и уровнем добычи нефтегазового сырья. В качестве показателя, иллюстрирующего упругоёмкостные свойства недр удобно использовать данные по изменению доли фонтанных скважин при разработке месторождений. Данные по нефтегазовой промышленности США приведены на рис. 2.

Глобальный объём растворённых газов пластовых вод нефтегазовых бассейнов мира по данным большинства авторов варьирует в пределах  $10^{16}$ – $10^{17}$  м<sup>3</sup> [Зорькин, 1989; Валяев, 2011а; б]. То есть при современном уровне добычи газа его запасов, растворённых в подземных водах, должно хватить примерно на 15 тыс. лет.

Однако, несмотря на такие огромные запасы, упругий потенциал недр на территории РФ в значительной части уже израсходован. Об этом свидетельствуют: существенное сокращение доли фонтанных скважин, снижение их дебитов и нарастание обводнённости нефти с течением времени. Так, за последние полвека доля фонтанных скважин в РФ сократилась почти на порядок, аналогичное

## МАГИДОВ: ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

уменьшение произошло и в странах СНГ, а это означает, что упругоёмкий потенциал недр в РФ и на этих территориях, занимающих 15% мировой суши, был, в значительной части уже утрачен. Данные об этих негативных изменениях имеются в работах [Магидов, 2011а; б]. В работе [Магидов, 2011б] приведены также данные о том, что и в США, в одном из крупнейших регионов мира, доля фонтанных скважин опустилась ниже порога в 10% ещё в конце шестидесятых годов прошлого века, о чём свидетельствуют рис. 2. В России этот предел был достигнут только в начале девяностых годов [Магидов, 2011б]. В то же время за последние полвека эксплуатационный фонд скважин в РФ вырос более чем в 8 раз, существенно возросла за этот период и средняя глубина скважин [Магидов, 2011а]. Данные о количественном росте эксплуатационного фонда нефтегазовых скважин приведены на рис. 3.

Рис.1. Добыча нефти и газа в Российской Федерации

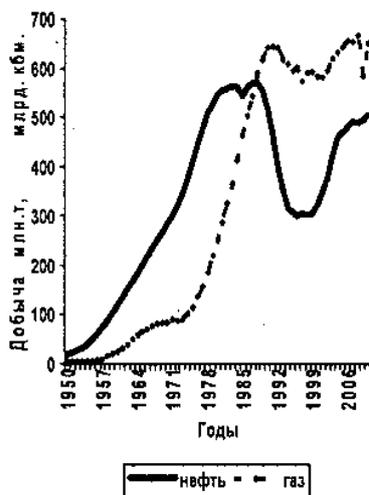
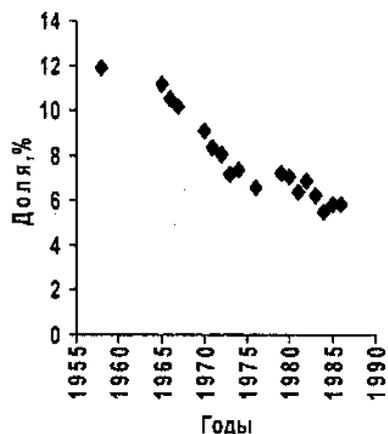


Рис.2. Доля фонтанных скважин в нефтедобывающей промышленности США



Следует отметить, что общее число скважин в несколько раз превышает эксплуатационный фонд РФ, поэтому и суммарная плотность скважин будет, соответственно, выше. В данной работе учитывается плотность только эксплуатационного фонда нефтегазовых скважин.

Аналогичное положение дел существует и в других странах. С ростом числа скважин возрастает плотность расположения скважин на территории отдельных стран и мира в целом. Данные о суммарном количестве скважин и их средней плотности распределения в РФ и в мире, по состоянию на 1995г., были приведены в публикации [Магидов, 2009]. Динамика изменения средней плотности нефтегазовых скважин в РФ приведена на рисунке 4.

Fig.3. Operating oil and gas well stock in Russian Federation.

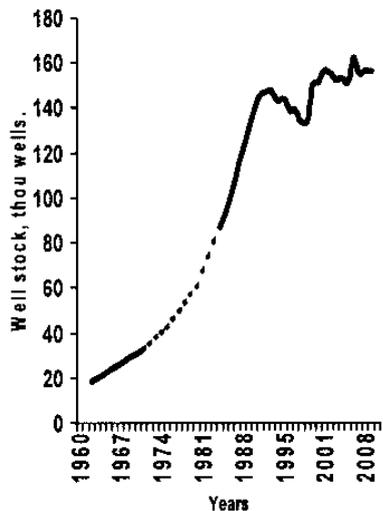
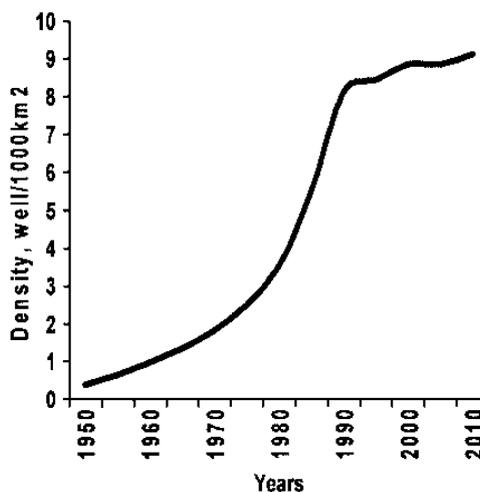


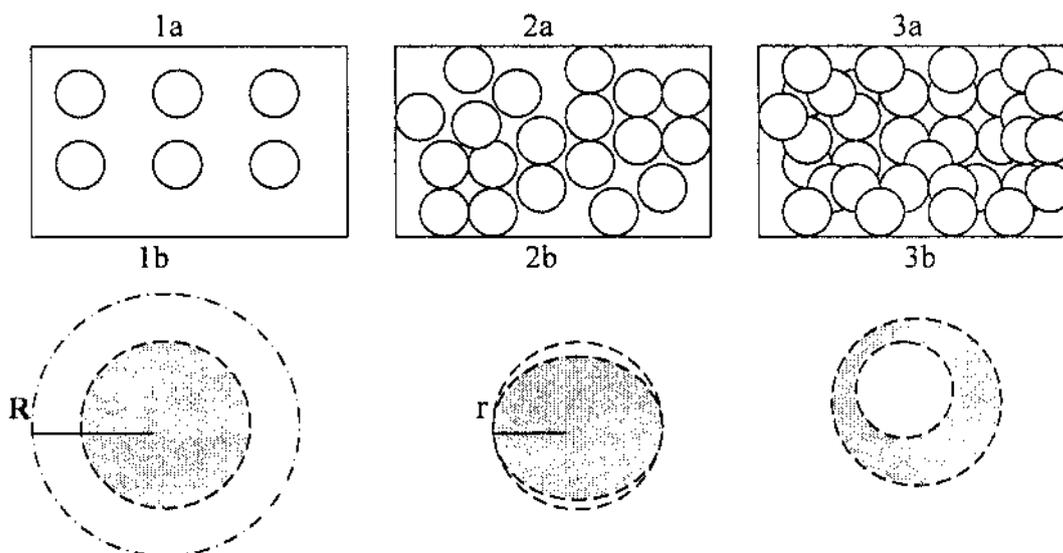
Fig.4. Dynamic of the average density change for oil and gas wells in RF (operating well stock).



Пунктир – рассчитанные значения

Данные по изменению плотности скважин, продемонстрированные на рис.4. свидетельствуют о том, что в последние годы темпы роста плотности скважин на территории РФ значительно замедлились, соответственно сократилось падение доли фонтанных скважин в нефтегазовой отрасли РФ, проиллюстрированное графическими материалами в работе [Магидов, 2011б]. В целом, можно говорить о существовании обратно-пропорциональной зависимости между плотностью скважин и долей фонтанных скважин.

Это означает, что дальнейшее наращивание числа скважин будет способствовать ещё большей дефлюидизации и, соответственно, более быстрому истощению упругоёмкого потенциала. Схематически увеличение плотности скважин и их взаимовлияние друг на друга изображено и на рисунке 5.



**Рис. 5.** Схематическое изображение плотности расположения скважин на территории региона  
 1.  $R > r$  (низкая плотность) 2.  $R = r$  (критическая плотность) 3.  $R < r$  (надкритическая плотность)  
 $R$  - средний радиус, приходящийся на одну скважину (светлая область)  
 $r$  - радиус влияния скважины (тёмная область)  
 а - плотность расположения скважин на территории; б - зона влияния отдельной скважины (тёмная область)

В настоящее время мы, возможно, находимся в ситуации, когда плотность скважин приближается к позиции 2 (рис.5.)- критической области, когда средний радиус, приходящийся на одну скважину, сравнялся со средним радиусом влияния скважин. Основная трудность здесь заключается в том, чтобы определить этот средний радиус влияния. Собственно говоря, определённое влияние отдельной скважины или системы скважин на продуктивный горизонт может распространяться на 10 километров и более, о чем свидетельствуют данные, приведённые в работе [Магидов, 2010]

Вероятно, приведённые выше оценки запасов газов, растворённых в пластовых водах, сделаны для всей земной коры, тогда указанное несоответствие в какой-то мере объяснимо. Тем не менее, такие стремительные изменения упругого потенциала флюидной системы могут свидетельствовать о значительной, неучтённой, антропогенной дегазации, и внушают серьёзную тревогу за геологическое состояние недр.

Изменения, вызванные нарушением термобарического поля на значительных территориях, могут оказывать влияние на само протекание геодинамических процессов. Нарушение естественного гидродинамического и гидрохимического режима в результате деятельности нефтегазодобывающей отрасли приводит к появлению не только локальных техногенных аномалий, но и формирует аномалии в таких крупных регионах как РФ и США, и, вероятно, в глобальном масштабе. Это может свидетельствовать о том, что плотность скважин приблизилась к критической черте, иллюстрируемое рисунком 5, а сами масштабы искусственной дегазации приняли недопустимые размеры.

Ещё полвека назад академик А.П.Виноградов отмечал ведущую роль процессов дегазации Земли в формировании не только атмосферы и внешней гидросферы, но и геологических объектов в недрах Земли [Виноградов, 1964]. По мнению некоторых учёных масштабы дегазации оказывают не только контролирующее влияние на состояние биосферы, но и определяют саму возможность продолжения жизни на Земле.

В настоящее время даже учтённая искусственная дегазация, связанная с добычей естественного газа, уже на порядок превысила естественный уровень углеводородной дегазации. По данным автора работы [Валяев(1),2011], глобальные масштабы глубинной углеводородной дегазации составляют  $2 \cdot 10^{14}$  г/год, что значительно ниже ежегодно добываемых объёмов естественного газа.

В этих условиях становятся жизненно важными исследования, позволяющие делать обоснованные прогнозы о поведении глобальной геогидродинамической системы при нарастающих темпах антропогенного воздействия на природные флюидные системы. Это касается, прежде всего, оценки истощения упругоёмкого потенциала недр. Не менее важное значение, имеют исследования, связанные с изучением влияния изменения термобарических условий на геохимические и геодинамические процессы. В более широком плане это требует изучения теоретических и практических аспектов искусственной дефлюидизации недр. Многого можно рассчитать, но нужны и целенаправленные широкомасштабные исследования поведения геологической среды под влиянием антропогенной деятельности. В качестве эталонных необходимо проведение целенаправленных экспериментов по выявлению закономерностей процессов естественного изменения геологической среды в природных условиях, чтобы в дальнейшем иметь возможность оценки последствий техногенных влияний.

Всё это требует дополнительного проведения обширного комплекса экспериментальных исследований физико-химических свойств геоматериалов при высоких  $P-T$  условиях, а также изучения изменений упруго-пластичных свойств глинистых пород, особенно пелитовой фракции, при взаимодействии с геофлюидами.

### Литература

Валяев, Б. М. (2011а). Углеводородная дегазация Земли, геотектоника и происхождение нефти и газа, *Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений*, М., Геос., с.17–25.

Валяев, Б. М.(2011б). Нетрадиционные ресурсы и скопления углеводородов: особенности процессов нефтегазонакопления, *Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений*, М., Геос, с. 396.

Виноградов, А. П. (1964). Газовый режим Земли, *Химия земной коры*. М., Наука, с.5–21.

Зорькин, Л. М. и др.(1989). *Воды нефтяных и газовых месторождений СССР. Справочник под ред. Л. М. Зорькина.*, М., Недрa, 110 с.

## МАГИДОВ: ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Магидов, С. Х. (2009). Широкомасштабный геохимический и флюидодинамический «эксперимент» и его возможные последствия в ближайшей перспективе, *Вестник Отделения наук о Земле РАН*, №1(27).

Магидов, С. Х. (2010). Техногенные воздействия в районе Шамхал-булакского газоконденсатного месторождения и Дагестанское землетрясение 1970 года, *Мониторинг и прогнозирование природных катастроф*, Махачкала, с. 90–94.

Магидов, С. Х. (2011а). Изучение антропогенных изменений подземной геогидросферы для оценки и прогноза геоэкологической опасности, *Вестник Отделения наук о Земле РАН*, том 3, NZ 6068, doi:10.2505/2011NZ000198.

Магидов, С. Х. (2011б). Истощение запасов упругой энергии в нефтегазовых месторождениях СССР и РФ и изменение уровня добычи нефти, *Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений*, М., Геос, с. 490–495.

Соколин, В. Л. и др. (2010). *Содружество независимых государств в 2009 году. Статистический ежегодник под ред. В. Л. Соколина*, М., 38 с.