

# **МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН РАЗЛИЧНЫМИ АГЕНТАМИ**

*И.Ю. Корчажкина*

Одной из особенностей эксплуатации скважин газоконденсатного месторождения является накопление выпавшего конденсата в призабойной зоне пласта вследствие падения в ней пластового давления ниже давления начала конденсации. Это приводит к уменьшению фазовой проницаемости коллектора для газа и, следовательно, к снижению продуктивности скважины [1–4].

Как метод повышения продуктивности таких скважин можно использовать обработку их призабойных зон углеводородными растворителями. Для анализа эффективности мероприятий по обработке призабойных зон различными агентами было проведено математическое моделирование работы скважины. Исследования проводились на примере нижнемеловых отложений месторождения Западной Сибири. При моделировании использован программный комплекс Eclipse 300.

Плоскорадиальная модель пласта характеризуется средними свойствами и эксплуатируется одной вертикальной скважиной. Принятые параметры модели представлены в табл. 1 [5]. В начальный момент времени залежь содержит однофазный газ и связанную воду.

Композиционная модель флюида содержит 13 компонент, из них 6 реальных компонент –  $\text{CH}_4$ ,  $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}_2$ , углеводороды  $\text{C}_{5+}$  представлены в виде 7 псевдокомпонент (табл. 2) [6].

В результате численного эксперимента дифференциальной конденсации (с применением пакета PVTi, Schlumberger) получена

Таблица 1

**Параметры модели пласта**

Пластовое давление, МПа	26,86
Пластовая температура, °С	78
Глубина залегания кровли пласта, м	2748
Газонасыщенная толщина, м	32,4
Пористость, д.ед.	0,160
Проницаемость, мД	55,7
Водонасыщенность, д.ед.	0,363

Таблица 2

**Начальный состав пластового флюида**

Компонента	Мольная доля компоненты, %	Молекулярная масса, г/моль
N <sub>2</sub>	0,55	28
CO <sub>2</sub>	0,18	44
CH <sub>4</sub>	86,82	16
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,05	30
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,44	44
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,86	58
F1	0,653	74
F2	0,676	82
F3	0,785	98
F4	1,543	125
F5	0,35	175
F6	0,093	215
F7	0,001	250
Начальное потенциальное содержание УВ C <sub>5+</sub> , г/м <sup>3</sup> сухого газа	197,4	
Давление начала конденсации, МПа	26,9	

динамика насыщенности жидкой углеводородной фазой, содержания компонент смеси в газовой фазе и рассчитано потенциальное содержание углеводородов C<sub>5+</sub> в зависимости от давления (рис. 1). На графике отмечены значения КГФ по промысловым данным за 2008 г. Измеренные на разных УКПГ значения КГФ в некоторых

случаях имеют разброс до  $30 \text{ г/м}^3$  в небольшом диапазоне давлений, но в целом соответствуют расчетной кривой потенциального содержания.

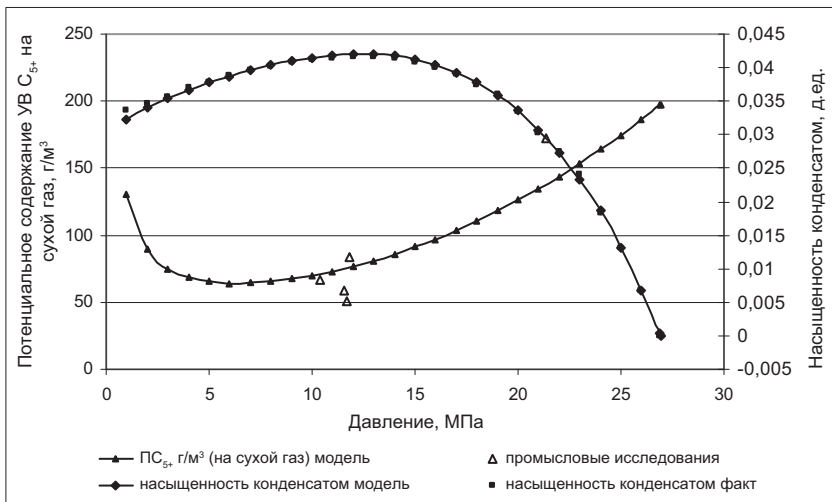


Рис. 1. Зависимость изменения потенциального содержания углеводородов  $C_{5+}$  и насыщенности конденсатом от давления

Кривые относительных фазовых проницаемостей для систем «конденсат – газ» и «конденсат – вода» воспроизведены на основании обобщения экспериментальных данных по пластам неоконских отложений месторождений Западной Сибири [7] (рис. 2).

Критическое значение насыщенности конденсатом, после превышения которого жидкая углеводородная фаза приобретает подвижность, равно 0,33.

В ходе вычислительного эксперимента было рассмотрено фазовое поведение углеводородной системы при обработке скважины. За время работы скважины забойное давление снизилось до 11,2 МПа. В процессе эксплуатации скважины насыщенность конденсатом призабойной зоны достигла критической в радиусе 5 м, конденсатный вал развит на расстоянии 20 м вокруг скважины. В качестве агентов закачки были рассмотрены сухой газ (состав газа сепарации:  $N_2 - 0,0037$ ,  $CO_2 - 0,0005$ ,  $CH_4 - 0,9007$ ,  $C_2H_6 - 0,0506$ ,  $C_3H_8 - 0,0248$ ,  $nC_4H_{10} - 0,0157$ ,  $C_5H_{12} - 0,004$ ), ди-

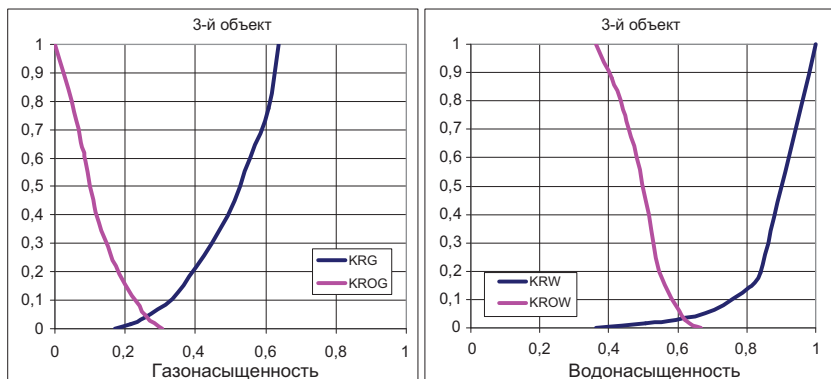


Рис. 2. Кривые относительных фазовых проницаемостей:

а – относительные фазовые проницаемости нефти (KROG) и газа (KRG) от газонасыщенности; б – относительные фазовые проницаемости нефти (KROW) и воды (KRW) от водонасыщенности

оксид углерода, этан и пропан-бутановая смесь (в соотношении 50/50, % мол.). Нагнетание растворяющего агента проводилось в течение 5 сут (пропан-бутановая смесь продавливалась в пласт сухим газом в течение дополнительных 5 сут). Были проведены расчеты закачки газообразных растворителей в объеме 200, 300 и 500 тыс. м<sup>3</sup>, пропан-бутановой фракции (ПБФ) – 200, 300 и 450 тыс. м<sup>3</sup> (428, 642 и 962 т) с продавкой сухим газом в объеме 240, 360 и 550 тыс. м<sup>3</sup> соответственно. После обработки скважина запускается в эксплуатацию с постоянным дебитом 150 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Физические явления, происходящие в процессе обработки скважин газом и промежуточными углеводородными компонентами, различаются. По данным теоретических и экспериментальных исследований [1–3], основными факторами, уменьшающими насыщенность пласта жидкостью при нагнетании в скважину сухого газа, являются испарение промежуточных и тяжелых компонентов из жидкости в нагнетаемый газ и вынос за пределы призабойной зоны. При этом в небольшой зоне вокруг скважины может происходить также вытеснение выпавшего конденсата газом. Оставшаяся после обработки жидкость находится на довольно близком расстоянии от скважины. Нагнетание диоксида углерода в объемах, рассматриваемых в данной работе, при давлениях 10–12 МПа приво-

дит к увеличению насыщенности жидкостью в пласте и оттеснению жидкости от скважины в радиусе до 3 м.

В условиях истощенной газоконденсатной залежи этан смешивается как с пластовой газовой фазой, так и с пластовой жидкой фазой (выпавшим конденсатом), что обеспечивает достаточно высокую эффективность использования этана в качестве растворителя. Этан, растворяясь в конденсате при непрерывном массообмене между фазами системы, создает на фронте вытеснения вал жидких углеводородов насыщенностью выше критической, при которой начинается двухфазная фильтрация. Увеличение молярной массы растворителя позволяет повысить эффективность процесса вытеснения. Нагнетание пропан-бутановой смеси с продавкой сухим газом приводит к развитию процесса смешивающегося вытеснения газоконденсатной смеси из призабойной зоны скважины (ПЗС). В ПЗС образуется оторочка углеводородной жидкости, продвигаемая вглубь пласта сухим газом. На переднем фронте оторочки происходит смешивающееся вытеснение конденсата растворителем с преобладанием процесса конденсации. На заднем фронте оторочки – вытеснение жидкости оторочки газом с преобладанием процесса испарения. На границе обработанной области образуется вал, состоящий из жидкого растворителя и пластовой жидкости, с насыщенностью выше критической.

Сравнение профилей насыщенности до обработки и после нагнетания в скважину 500 тыс. м<sup>3</sup> растворителей представлено на рис. 3. В результате обработки конденсат удаляется в ПЗС в радиусе до 11 м; в радиусе до 30 м наблюдается вал жидких углеводородов. После осушения призабойной зоны продуктивность скважины восстанавливается. Фазовое поведение пластовой смеси после обработки определяет изменение продуктивности скважины во времени.

Сравним распределение насыщенностей в ПЗС на разные моменты времени после обработки различными агентами в объеме 500 тыс. м<sup>3</sup> (рис. 4–7). Обработка ПЗС проводилась при пластовом давлении выше давления максимальной конденсации, вследствие чего при дальнейшей эксплуатации скважины происходило повторное накопление конденсата в пласте. Согласно рис. 4–7 критическая насыщенность конденсатом 0,33 достигается в радиусе

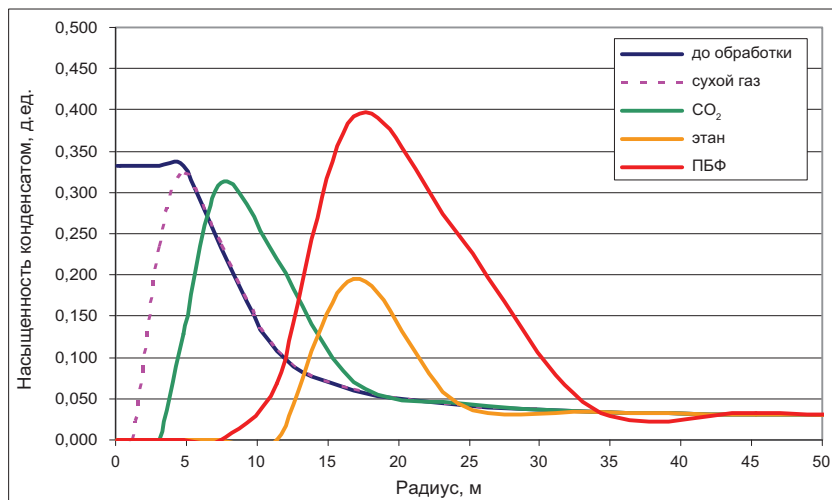


Рис. 3. Насыщенность конденсатом призабойной зоны при обработке сухим газом, этаном, диоксидом углерода в объеме 500 тыс. м<sup>3</sup>. Обработка пропан-бутановой смесью в объеме 450 тыс. м<sup>3</sup> с продавкой 550 тыс. м<sup>3</sup> сухого газа

0,5 м вокруг ствола скважины в течение полугода после обработки этаном, ПБФ и диоксидом углерода.

Моделирование обработки скважины сухим газом показало наименьшую эффективность. Осушенная зона не превышает 1,2 м. Область, насыщенная оставшимся после обработки конденсатом, расширяется и приближается к скважине. В течение 0,5–2 мес. в зависимости от объема закачки насыщенность конденсатом становится такой же, как до обработки скважины. Для полного осушения ПЗС необходимы объемы нагнетания порядка миллионов кубометров сухого газа [4].

При дальнейшей эксплуатации скважины, обработанной CO<sub>2</sub> и этаном, вал жидких углеводородов начинает перемещаться в ее сторону. При движении насыщенность в нем понижается из-за испарения CO<sub>2</sub> и легких компонент смеси. Через несколько дней после обработки этот вал останавливается, не достигая забоя скважины. С течением времени насыщенность вала увеличивается из-за ретроградной конденсации углеводородов в ПЗС.

При эксплуатации скважины после закачки пропан-бутановой смеси на границе обработанной области насыщенность жидкостью

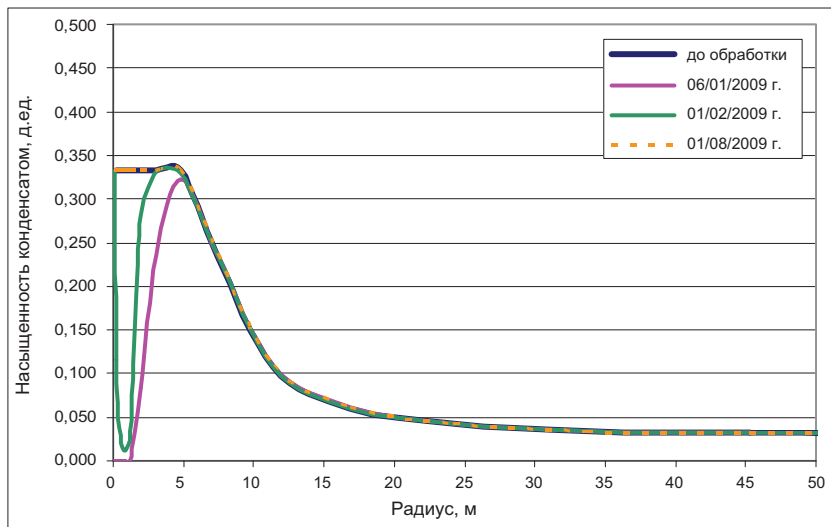


Рис. 4. Насыщенность конденсатом призабойной зоны при обработке сухим газом на различные моменты времени: после обработки (06/01/2009 г.), через 25 сут (01/02/2009 г.), через 206 сут (01/08/2009 г.)

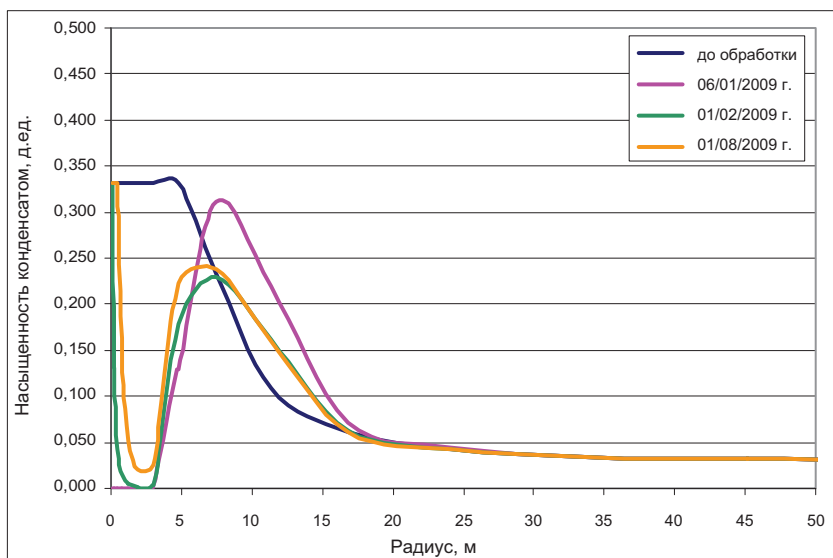


Рис. 5. Насыщенность конденсатом призабойной зоны при обработке диоксидом углерода на различные моменты времени: после обработки (06/01/2009 г.), через 25 сут (01/02/2009 г.), через 206 сут (01/08/2009 г.)

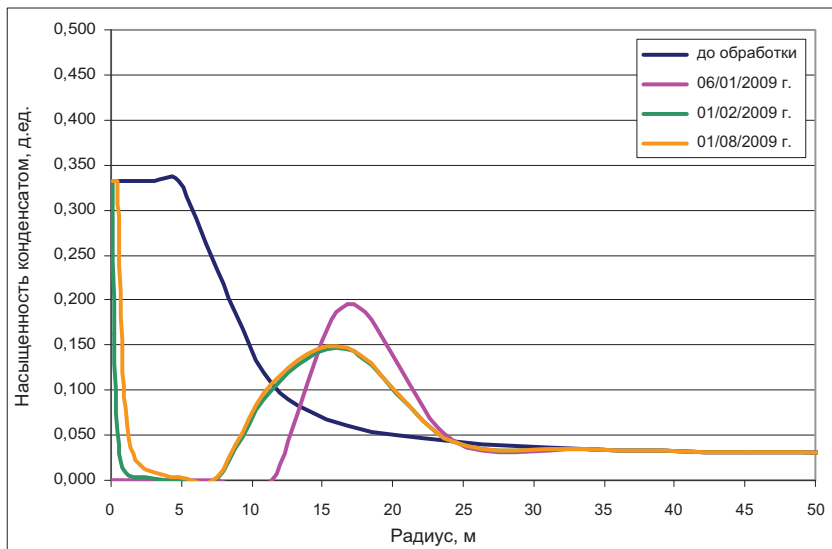


Рис. 6. Насыщенность конденсатом призабойной зоны при обработке этаном на различные моменты времени: после обработки (06/01/2009 г.), через 25 сут (01/02/2009 г.), через 206 сут (01/08/2009 г.)

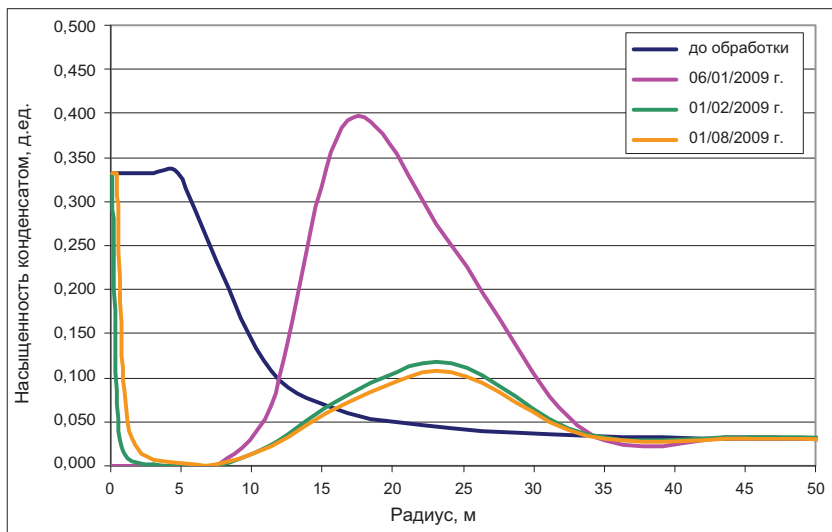


Рис. 7. Насыщенность конденсатом призабойной зоны при обработке пропан-бутановой смесью с продавкой сухим газом на различные моменты времени: после обработки (10/01/2009 г.), через 21 сут (01/02/2009 г.), через 202 сут (01/08/2009 г.)



снижается, положение вала жидких углеводородов остается неизменным. Расформирование вала обусловлено испарением жидких углеводородов в фильтрующийся газ.

Согласно расчетам увеличение продуктивности в большей степени зависит от состава растворителя, чем от нагнетаемого объема.

На рис. 8 показана динамика продуктивности скважины по пластовому газу после обработки в объеме 500 тыс. м<sup>3</sup>. Значения продуктивности скважины на отдельные моменты времени после нагнетания различных объемов агентов представлены в табл. 3. Наименьшая продуктивность наблюдается в случае закачки сухого газа; после обработки величины продуктивности в течение 0,5–2 мес. снижаются до значений перед обработкой. После закачки промежуточных углеводородов и углекислого газа скважина работает с повышенной продуктивностью на протяжении 6 мес. Продуктивность после обработки этаном и пропан-бутановой смесью в 5 раз больше, чем до обработки; углекислым газом – больше в 4,5 раза.

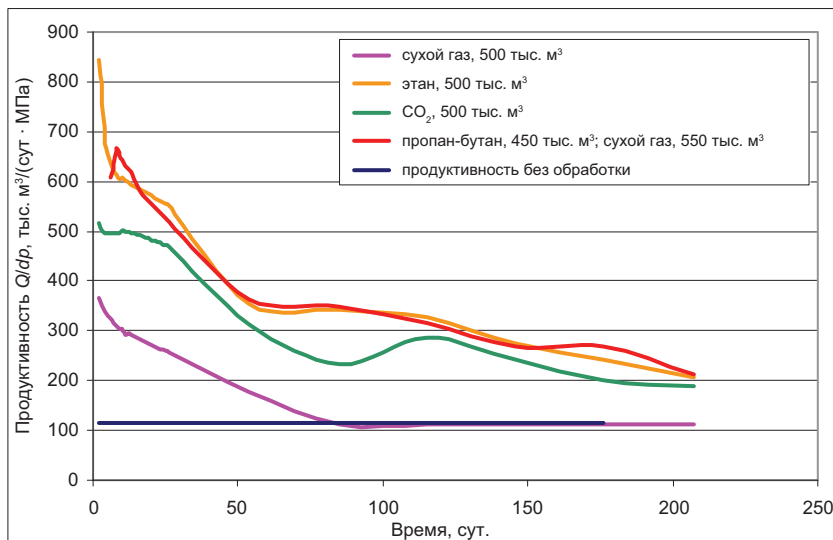


Рис. 8. Сравнение динамики продуктивности скважины по пластовому газу после обработки сухим газом, этаном, диоксидом углерода в объеме 500 тыс. м<sup>3</sup>, пропан-бутановой смесью – 450 тыс. м<sup>3</sup> с продавкой 550 тыс. м<sup>3</sup> сухого газа

Таблица 3

## Продуктивность скважины в различные временные промежутки

Растворитель	Объем закачанного растворителя, тыс. м <sup>3</sup>	Продуктивность, тыс. м <sup>3</sup> /(сут · МПа)					
		продуктивность до обработки	время после обработки скважины, сут				
			1	25	54	146	207
Сухой газ	200	116	273	114	113	112	111
	300	116	304	198	113	112	111
	500	116	366	259	176	112	111
Диоксид углерода	200	116	441	402	285	211	169
	300	116	475	434	291	212	184
	500	116	515	471	314	241	190
Этан	200	116	617	507	347	258	165
	300	116	679	527	352	264	201
	500	116	845	555	355	274	206
Пропан-бутановая смесь + сухой газ	200 + 240	116	574	560	353	275	207
	300 + 360	116	553	549	359	268	202
	450 + 550	116	608	524	363	267	212

После обработки скважины сухим газом в добываемом пластовом газе отмечается незначительное увеличение мольной доли метана, этана и пропана, в большей степени – бутана. После обработки углекислым газом – увеличение в продукции углекислого газа, тяжелых компонент с молярной массой 98–250 г/моль, после обработки этаном – этана, тяжелых компонент с молярной массой 98–250 г/моль. После обработки ПБФ увеличения доли УВ C<sub>5+</sub> в продукции не наблюдается.

На основании выполненных расчетов можно сделать следующие выводы. По эффективности обработки рассмотренные агенты располагаются в порядке возрастания: сухой газ, диоксид углерода, этан, пропан-бутановая смесь. Заметим, что по эффективности обработки этан ненамного уступает пропан-бутановой смеси. Для увеличения продуктивности газоконденсатных скважин, эксплуатирующих нижнемеловые залежи месторождений Западной Сибири, рекомендуется обработка скважин пропан-бутановой смесью с продавкой сухим газом.

## Список литературы

1. *Гриценко А.И.* Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, А.Н. Шандырин и др. – М.: Недра, 1997. – 364 с.; ил.
2. *Тер-Саркисов Р.М.* Моделирование разработки месторождений природных газов с воздействием на пласт / Р.М. Тер-Саркисов, Н.А. Гужов, А.А. Захаров и др. – М.: Недра–Бизнесцентр, 2004. – 590 с.; ил.
3. *Тер-Саркисов Р.М.* Разработка месторождений природных газов / Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 1999. – 659 с.; ил.
4. *Николаев В.А.* Исследование термогидродинамических процессов в прискважинной зоне нефтегазоконденсатного пласта / В.А. Николаев, О.В. Бузинова, В.И. Лапшин и др. // Разработка месторождений углеводородов: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – 476 с.
5. *Ермаков В.И.* Геологические модели залежей нефтегазоконденсатных месторождений Тюменского Севера / В.И. Ермаков, А.Н. Кирсанов, Н.Н. Кирсанов и др.; под ред. В.И. Ермакова, А.Н. Кирсанова. – М.: Недра, 1995. – 464 с.; ил.
6. *Васильев В.Г.* Газовые и газоконденсатные месторождения / В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, И.П. Жабреев и др.; под ред. И.П. Жабрева. – М.: Недра, 1983. – 375 с.
7. *Шишигин С.И.* Проницаемость песчано-алевритовых коллекторов неокома и юры центральных районов Западно-Сибирской плиты при двухфазной фильтрации // Интенсификация геологоразведочных работ и добычи нефти в Западной Сибири. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984. – 96 с.