

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВЕРТИКАЛЬНО-ЛАТЕРАЛЬНОГО САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

С.Н. Закиров*, И.М. Индрупский*, И.В. Рощина**, Э.С. Закиров*, Д.П. Анিকেев*
Институт проблем нефти и газа РАН, e-mail: ezakirov@ogri.ru

Известно, что на отечественных месторождениях разработка газоконденсатных залежей осуществляется в режиме истощения пластовой энергии. Такой режим ведет к потере определенных, нередко значительных, объемов углеводородного конденсата, поскольку растворенный в пластовом газе газоконденсатных залежей углеводородный конденсат при снижении пластового давления выпадает из газовой фазы. Осаждаясь в пласте, он становится полностью или частично неподвижным. Так, например, на Вуктыльском газоконденсатном месторождении потери конденсата в пласте из-за снижения пластового давления составляют около 120 млн т. Подобное происходит потому, что во времена СССР не оказалось возможным организовать сайклинг-процесс по разным причинам.

На современном уровне развития нефтегазовой отрасли при разработке газоконденсатных залежей со значительным содержанием конденсата в пластовом газе целесообразно и возможно, с целью повышения коэффициента извлечения конденсата (КИК), осуществлять поддержание пластового давления.

Для нефтяных месторождений основным способом поддержания пластового давления является закачка воды. Опыт же разработки при естественном водонапорном режиме газовых месторождений с неоднородными по коллекторским свойствам пластами показывает, что имеют место невысокие коэффициенты газоотдачи (до 50% и менее). Поэтому при заводнении газоконденсатной залежи возможны значительные потери газа в пласте. Кроме этого, при заводнении теряется не просто газ, а газ вместе с конденсатом. Это означает, что каждый пузырек теряемого газа содержит в себе и растворенный конденсат. Поэтому недропользователь может не увеличить, а снизить не только коэффициент газоотдачи, но и коэффициент конденсатоотдачи.

Альтернативой заводнению является сайклинг-процесс, предполагающий обратную закачку в пласт сухого газа после отделения жидких углеводородов. Закачка осуществляется для поддержания пластового давления [1–3]. На рис. 1 схематично показана традиционная технология сайклинг-процесса применительно к водоплавающей газоконденсатной залежи. Условимся называть данную технологию латеральным сайклинг-процессом по причинам, понятным из дальнейшего изложения. Пунктирной

линией на рисунке условно отмечен уровень забоев добывающих и нагнетательных вертикальных скважин. При приближении данного уровня к отметке газоводяного контакта (ГВК) увеличивается коэффициент охвата в процессе вытеснения жирного газа сухим. Зато возрастает вероятность ускоренного обводнения добываемой продукции за счет конусообразования.

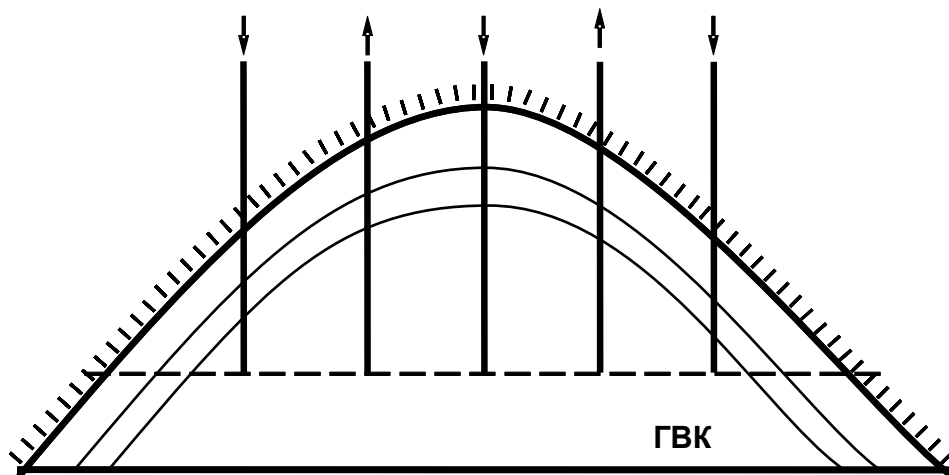


Рис. 1. Схема технологии латерального сайклинг-процесса. Пояснения в тексте

Нередко расстояние от уровня, отмеченного пунктирной линией, до ГВК составляет порядка 25–50 м. Тогда объем продуктивного пласта ниже уровня забоев (пунктирной линии на рисунке) не будет охвачен процессом вытеснения жирного газа сухим. То есть коэффициент охвата в формуле для КИК оказывается заведомо невысоким.

Кроме этого, имеются еще два негативных фактора. Во-первых, в случае слоисто-неоднородного по коллекторским свойствам пласта закачиваемый сухой газ довольно быстро прорывается к забоям добывающих скважин, например по выделенному на рис. 1 прослою. В результате снижается содержание конденсата в добываемой продукции (конденсатогазовый фактор – КГФ), а значит, уменьшается эффективность сайклинг-процесса. Во-вторых, при наличии подошвенной воды добывающие скважины рано или поздно начинают обводняться. Например, по тому же выделенному прослою. Это также приводит к снижению эффективности сайклинг-процесса. Другими словами, при наличии активной подошвенной воды сайклинг-процесс может являться рискованным способом разработки.

На рис. 2 схематично представлена предлагаемая новая технология. Жирными точками обозначены “следы” горизонтальных стволов, направленных перпендикулярно к плоскости рисунка. Показано, что горизонтальные добывающие стволы сооружаются

вблизи кровли пласта. А горизонтальные нагнетательные стволы – несколько выше отметки ГВК.

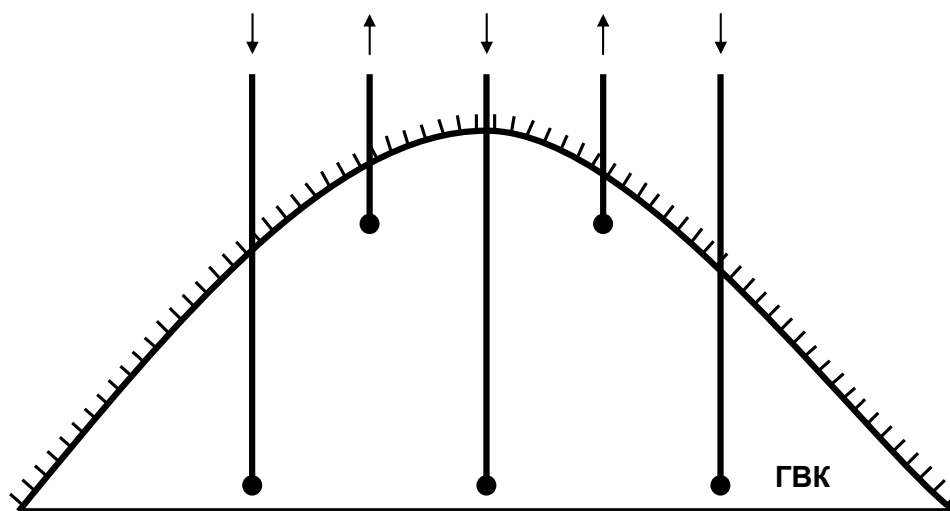


Рис. 2. Схема технологии вертикально-латерального сайклинг-процесса. Пояснения в тексте

Из рисунка видно, что при таком механизме вытеснения жирного газа сухим заметно возрастает коэффициент охвата. При этом активизируются запасы жирного газа вблизи ГВК, которые отличаются наибольшими значениями КГФ.

Такую технологию сайклинг-процесса, в отличие от традиционной, будем называть вертикально-латеральным сайклинг-процессом. Это название произошло от обоснованной ранее технологии вертикально-латерального заводнения нефтяных месторождений [4]. Технология явилась следствием развития концепции эффективного порового пространства. Она родилась, в частности, в результате отказа от рукотворно вводимых при 3D геологическом и гидродинамическом моделировании “неколлекторов” [4].

Прообразом данной технологии можно считать рекомендации по разработке месторождения Карачаганак, сформулированные в 80-х годах прошлого века при участии одного из авторов статьи [3, 5]. В то время еще не было возможности применять горизонтальные скважины. Поэтому для Карачаганака рекомендовалось использование вертикальных нагнетательных и добывающих скважин, с разнесенными по вертикали забоями. К тому же приводимый в работе [5] пример не касался случая наличия подошвенной воды.

Размещение нагнетательных скважин в районе ГВК создает барьер повышенного давления. Очевидно, что он будет препятствовать поступлению воды к забоям

добывающих скважин в период сайклинг-процесса, а также в течение некоторого времени после прекращения закачки газа и перевода нагнетательных скважин в фонд добывающих. Но нагнетательные стволы после перевода их в фонд добывающих, рано или поздно, начнут обводняться. Как показывает опыт разработки Оренбургского месторождения, поступающую в эти скважины пластовую воду целесообразно, с точки зрения будущей газо- и конденсатоотдачи, отбирать как можно в больших объемах с начала разработки и “на подходе” к газоконденсатной залежи [3].

После достижения нерентабельности такой эксплуатации обводняющихся скважин их горизонтальные стволы отсекаются. И скважины переводятся в разряд вертикальных добывающих, с интервалами вскрытия в верхней части пласта. Или из них забуриваются боковые горизонтальные стволы. Что касается добывающих скважин, то они изначально сориентированы на безводную добычу.

Итак, после завершения сайклинг-процесса целесообразен перевод нагнетательных скважин на добычу газа с отбором попутной воды, а после их обводнения – перенос интервалов вскрытия в верхнюю часть пласта по аналогии с добывающими скважинами.

В качестве положительных последствий перехода на применение горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин, в отличие от предложенной для месторождения Карачаганак технологии [5], отметим следующие. Во-первых, достигается наибольшее разнесение по вертикали интервалов отбора и закачки, что способствует увеличению коэффициента охвата. Во-вторых, применение горизонтальных стволов позволяет осуществить это разнесение без потери и, возможно, с увеличением длин интервалов вскрытия пласта, а следовательно, продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. То есть удастся избежать необходимости повышения депрессий и репрессий, а также минимизировать объемы бурения. В-третьих, снижается роль и значение высокопроницаемых прослоев в преждевременных прорывах сухого газа к забоям добывающих скважин.

В условиях трещинно-поровых коллекторов, например в карбонатных массивах, имеет место дополнительное преимущество горизонтального бурения. Согласно мировому опыту, в этом случае горизонтальные скважины отличаются повышенной продуктивностью еще и вследствие большей вероятности приобщения к дренированию локальных участков трещиноватости.

Для демонстрации преимуществ предлагаемой технологии вертикально-латерального сайклинг-процесса авторы выполнили принципиальные расчеты на секторных моделях.

Сопоставление вариантов разработки осуществляется на основе газогидродинамического моделирования с использованием секторной 3D-модели площадного элемента разработки. Рассматривается участок массивной водоплавающей залежи. Размеры элемента разработки в плоскости XY – 1240×1240 м. Общая толщина модели – 300 м, из них верхние 220 м – газонасыщенные, а нижние 80 м используются для моделирования водонапорного бассейна. Расчетная сетка равномерная, содержит 31×31×15 ячеек.

Обширный водоносный бассейн моделируется умножением порового объема трех нижних слоев ячеек на 300. Такой подход позволяет учитывать переменность направлений движения воды из водоносной в газонасыщенную часть пласта и обратно, при локальных изменениях поля давления. При реализации сайклинг-процесса, особенно при близком расположении нагнетательных скважин к ГВК в некоторых вариантах, такие локальные изменения будут иметь место из-за превышения значений давления на ГВК относительно начального. То есть могут отмечаться оттоки газа за отметку ГВК.

В расчетах принята флюидальная модель с характеристиками: потенциальное содержание конденсата в пластовом газе – 225 см³/м³ (184 г/м³); начальное пластовое давление – 250 ат, давление начала конденсации – 220 ат.

Неоднородность пласта по разрезу схематично смоделирована следующим образом. Разрез модели пласта представлен однородной по фильтрационно-емкостным параметрам низкопроницаемой пористой матрицей, но характеризуется наличием в пятом сеточном слое высокопроницаемого пропластка. Коэффициент эффективной пористости (с учетом остаточной водонасыщенности) составляет 0,132 для матрицы и 0,198 для высокопроницаемого пропластка, коэффициент эффективной проницаемости (по газу при остаточной водонасыщенности) – 2,5 мДарси для матрицы и 50 мДарси – для пропластка.

Во всех вариантах разработка элемента пласта реализуется в три этапа. Сначала осуществляется добыча газа и конденсата газодобывающими скважинами в режиме истощения, пока среднее пластовое давление не снизится до давления начала конденсации (220 ат). Затем осуществляется сайклинг-процесс с закачкой сухого газа (метана) в объеме, не превышающем 95% от добываемого его количества. Сайклинг-процесс

прекращается при снижении конденсатогазового фактора в добывающих скважинах до $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$, свидетельствующем о заметном прорыве сухого газа в добывающие скважины. Далее разработка продолжается в режиме истощения до отключения всех скважин, которое производят при достижении каждой из них ограничения по водогазовому соотношению – 1 м^3 воды на 1000 м^3 добытого газа. Возможность переноса интервалов вскрытия после обводнения скважин в сопоставительных расчетах не рассматривается.

Депрессии по добывающим скважинам подобраны так, чтобы обеспечить близкие темпы отбора газа и снижения пластового давления на начальном этапе истощения для всех вариантов. То есть для сопоставления результатов минимизировано влияние различий в продуктивности вертикальных и горизонтальных скважин. Забойное давление в нагнетательных скважинах при закачке сухого газа принято равным 250 ат.

Рассматриваются четыре варианта разработки, отличающиеся способом размещения скважин и осуществления сайклинг-процесса.

Вариант 1 соответствует традиционному способу разработки газоконденсатной залежи на основе латерального сайклинг-процесса. Система размещения скважин – пятиточечная (смещенная однорядная), все скважины вертикальные. На один элемент приходится по четверти от каждой из четырех добывающих скважин, расположенных в углах элемента, и одна нагнетательная скважина в центре элемента (рис. 3). Все скважины вскрывают с 1 по 9 сеточные слои (верхние 180 м пласта), так что нижняя отметка интервала перфорации располагается в 40 м выше ГВК (рис. 4). Депрессия в добывающих скважинах – 10 ат.

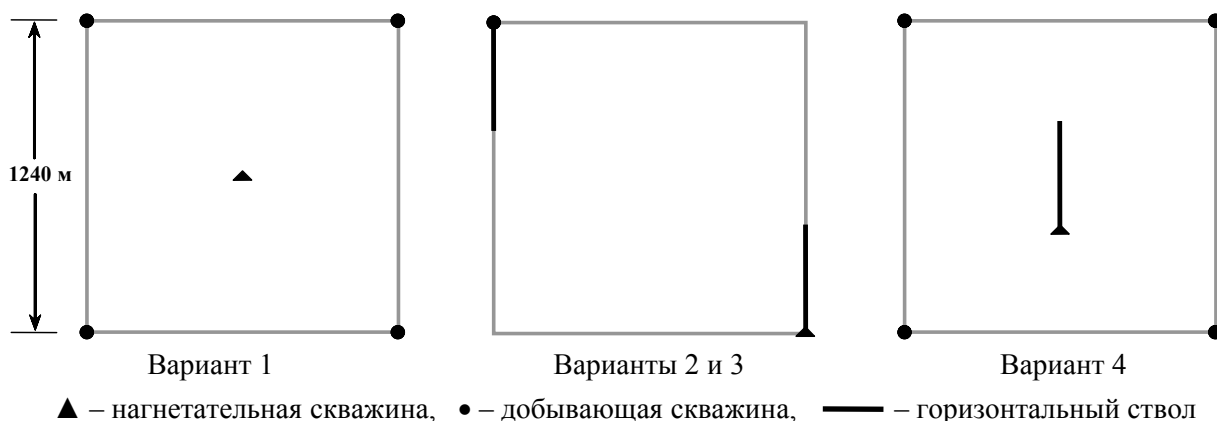


Рис. 3. Размещение добывающих и нагнетательных скважин в плане для рассматриваемых вариантов разработки элемента пласта

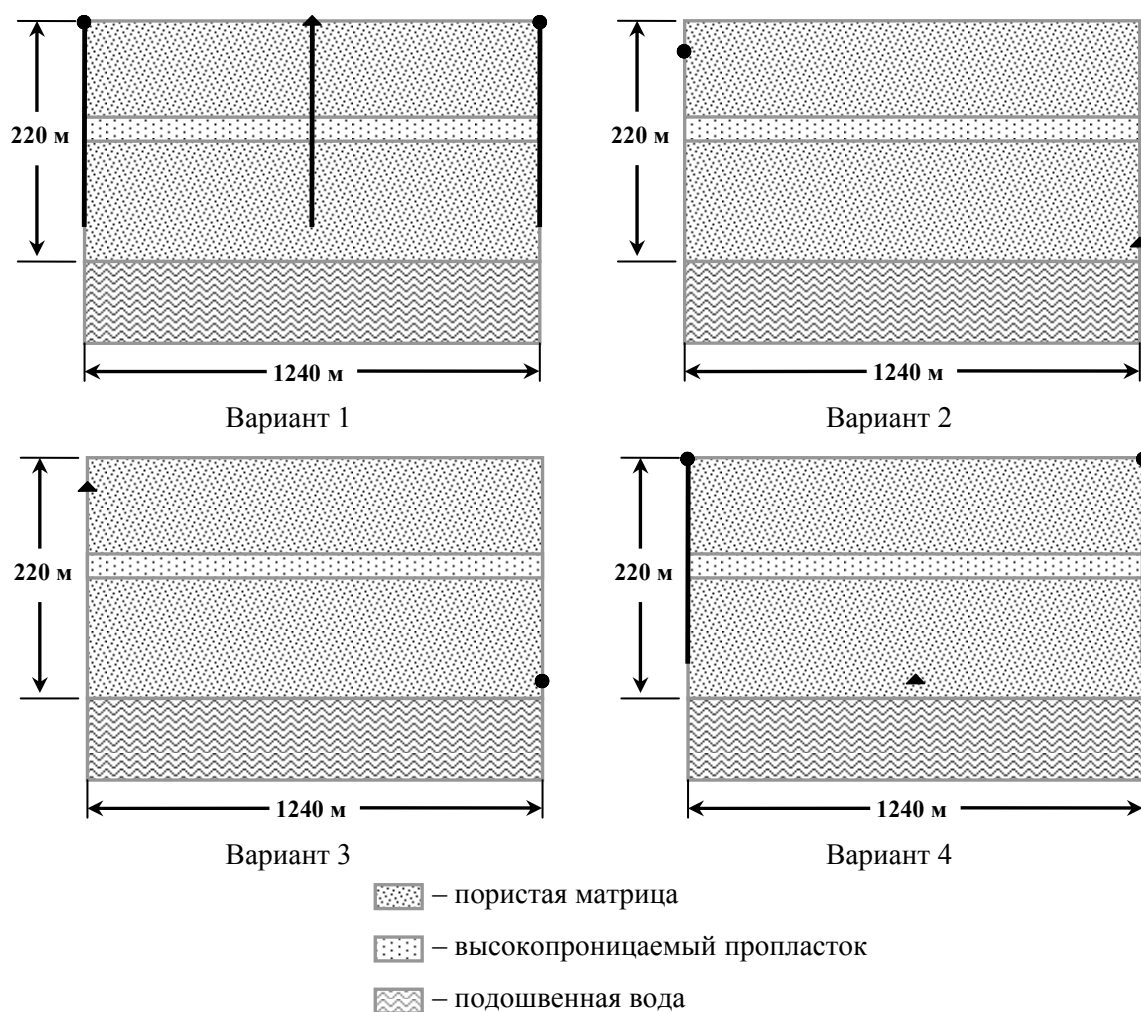


Рис. 4. Размещение добывающих и нагнетательных скважин в разрезе пласта для рассматриваемых вариантов его разработки

Вариант 2 реализует предлагаемый вертикально-латеральный способ разработки газоконденсатной залежи. На элемент пласта приходится по половине от нагнетательной и добывающей горизонтальных скважин с длинами стволов по 400 м. Скважины размещаются вдоль параллельных сторон элемента разработки, в противоположных углах элемента (рис. 3). Добывающий горизонтальный ствол располагается в 30 м от кровли пласта (во втором сеточном слое), нагнетательный – в 10 м над ГВК (в 11-м сеточном слое, рис. 4). Депрессия в добывающих скважинах – 30 ат.

Вариант 3 характеризуется тем же размещением горизонтальных скважин в плане, что и вариант 2. Однако в разрезе пласта нагнетательная и добывающая скважины меняются местами (рис. 4). Нагнетательный горизонтальный ствол располагается в 30 м от кровли пласта, добывающий – в 50 м над ГВК (в 9-м сеточном слое). Целью такого размещения скважин является достижение более стабильного фронта вытеснения

пластового газа закачиваемым сухим (более легким) газом за счет действия гравитационного фактора. Режимы эксплуатации скважин аналогичны варианту 2.

Вариант 4 комбинирует особенности первого и второго вариантов разработки (рис. 3, 4). Четвертинки вертикальных добывающих скважин, вскрывающих верхние 180 м пласта, располагаются в углах элемента. Горизонтальная нагнетательная скважина длиной 400 м располагается в центре элемента, в 10 м над ГВК. Депрессия в вертикальных добывающих скважинах – 10 ат.

Результаты прогнозных расчетов на модели элемента разработки представлены в табл. 1. Из них следует, что при близких показателях на начало сайклинг-процесса к его завершению предлагаемый способ разработки (вариант 2) обеспечивает самую высокую величину КИК при нулевой добыче воды. Это, естественно, положительно сказывается на величине экономического критерия ЧДД (NPV) – чистого дисконтированного дохода. При этом достигается наибольшая продолжительность периода эффективной закачки сухого газа – около 10 лет. Конечный КИК оказывается в этом случае также наиболее высоким, в сравнении с традиционным (вариант 1) и альтернативными (варианты 3 и 4) способами разработки с применением сайклинг-процесса. Очевидно, что показатели варианта 2 оказались бы еще более привлекательными в случае переноса интервала вскрытия пласта в нижней скважине после ее обводнения. Достоинство варианта 2 и в том, что здесь на элемент приходится по 1 скважине (0,5+0,5), в то время как в вариантах 1 и 4 требуется по 2 скважины.

Таблица 1

**Сопоставление расчетных показателей разработки
элемента пласта по 4 вариантам**

Показатели Варианты	Продолжительность сайклинг-процесса, лет	На начало закачки газа		На конец закачки газа		На конец разработки		Срок разработки, лет
		КИК, д.ед.	Накопленная добыча воды, тыс. м ³	КИК, д.ед.	Накопленная добыча воды, тыс. м ³	КИК, д.ед.	Накопленная добыча воды, тыс. м ³	
1	5,02	0,183	0	0,363	1,3	0,707	404	22
2	10,43	0,173	0	0,514	0	0,748	963	33
3	10,81	0,178	56	0,467	374	0,731	1313	27
4	7,43	0,183	0	0,445	5,9	0,735	1542	29

В целом предлагаемый способ разработки для рассматриваемого элемента пласта обеспечивает наибольшие величины КИК, а также наиболее длительный период безводной добычи газа и конденсата, позволяя, таким образом, снизить риски от реализации сайклинг-процесса при наличии активной подошвенной воды.

ВЫВОДЫ

1. Переход от традиционного латерального к вертикально-латеральному сайклинг-процессу, по крайней мере для массивных газоконденсатных залежей, позволяет значительно повысить эффективность данного способа разработки. Это обеспечивается как за счет существенного увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением и КИК, так и за счет снижения негативных проявлений, связанных с прорывами сухого газа и избирательным обводнением скважин.

2. Наиболее привлекательной с точки зрения технологических показателей является предлагаемая схема реализации вертикально-латерального сайклинг-процесса. Она основывается на применении горизонтальных добывающих и нагнетательных стволов, размещаемых соответственно вблизи кровли пласта и ГВК.

3. Принципиальное преимущество предлагаемой технологии сайклинг-процесса подтверждают газогидродинамические расчеты на 3D секторных моделях характерных элементов разработки. Улучшение динамики добычи конденсата также благоприятно сказывается на экономическом критерии ЧДД (NPV).

ЛИТЕРАТУРА

1. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти: пер. с англ. М.: Гостоптехиздат, 1949. 606 с.

2. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. М.: Недра, 1976.

3. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 626 с.

4. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. Ч. II. 484 с.

5. Закиров С.Н., Леонтьев И.А., Мусинов И.В., Шведов В.М. Поддержание давления в газоконденсатной залежи с неоднородными по свойствам коллекторами // Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления: Труды ВНИИГаз. М., 1988.