Методика проектирования и технология достижения отрицательного дифференциального давления в системе «скважина-пласт» в промысловых условиях

Салихов Р.Г.
ООО «Лукойл-Бурение»

Отечественный и зарубежный опыт бурения нефтяных и газовых скважин в различных горно-геологических условиях свидетельствует о том, что одним из определяющих условий безаварийной их проводки является поддержание (регулирование) заданного дифференциального давления в системе «скважина-пласт».

Диапазон изменения дифференциального давления выбирается из условий предупреждения возможных поглощений буровой промывочной жидкости, флюидопроявлений, осыпей, обвалов и других осложнений ствола скважины, а также из требований охраны недр и окружающей природной среды.

В настоящее время, этим требованиям в полной мере отвечают технологии бурения скважин на депрессии и равновесии давлений в системе «скважина-пласт», которые эффективны при проводке вертикальных, так и наклонно направленных, и горизонтальных скважин.

«Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности», ПБ 08-624-03 [1] разрешается проведение буровых работ с регулированием дифференциального давления в системе «скважина-пласт».

Допустимая депрессия на стенки скважины при бурении не должна превышать 10-15% эффективных скелетных напряжений (разность между горным и поровым давлением пород). При освоении скважин допустимая депрессия из условия обеспечения устойчивости призабойной зоны пласта и сохранности цементного кольца за обсадной колонной составляет 0,5 МПа.

Однако, в одних случаях допустимая депрессия в 10-15% эффективных скелетных напряжений будет пренебрежимо мала, в других случаях очень велика, а в-третьих, бурение на депрессии вообще недопустимо.

Нифантовым В.И. [2] выполнен расчёт допустимой депрессии на продуктивные пласты при различных величинах коэффициента аномальности пластового порового давления от 0,25 до 2,0 (табл.1).

Её численное значение при коэффициенте аномальности 1,0 превышает 1,1 – 1,6 МПа. При таких депрессиях может произойти разрушение околоствольной зоны вскрываемого пласта и возникнуть условия, осложняющие нормальный процесс бурения.

Следовательно, при глубине бурения более 1500м необходимо уменьшать депрессию ниже 10% эффективных скелетных напряжений. В таблице 1 выделена рациональная область применения технологий бурения по глубинам и значениям коэффициента аномальности $К_А$, в которой удовлетворяется требование п. 2.7.3.5 [1] по выбору допустимой величины депрессии на стенки скважины при бурении.

Таблица 1

Изменение допустимой депрессии на пласты горных пород в зависимости от глубины и пластового давления

Коэффициент аномальности, $P_{ПЛ.}$ $K_A = \frac{P_{ПЛ}}{P_{ГСТ}}$	Допустимая депрессия на пласты горных пород $\Delta P_{УСТ} = 0{,}1\ (P_{ГОР} - P_{ПЛ})$ МПа, залегающие на глубинах, м:								
	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500
0,25	0,7	1,4	2,2	3,1	4,0	5,2	6,5	8,0	9,5
0,5	0,57	1,2	1,8	2,6	3,4	4,4	5,7	7,1	8,4
1,0	0,33	0,7	1,1	1,6	2,2	2,9	4,0	5,1	6,2
1,5	0,08	0,2	0,4	0,6	1,0	1,5	2,2	3,1	4,0
2,0	-	-	-	-	-	0,01	0,5	1,2	1,8
Средняя плотность массива горных пород $\rho_{ГОР}$, МПа	1670	1700	1750	1820	1900	2000	2150	2300	2400
Горное давление, $P_{ГОР,}$ МПа	8,2	16,7	25,8	35,7	46,6	58,9	73,8	90,3	105,9

В условиях Пермского Прикамья с учётом вышеизложенного и применяемого устьевого оборудования величина депрессии ограничивается в пределах 0,3 – 1 МПа [3].

С целью поддержания проектной величины производится расчёт программы промывки на стадии разработки проекта на строительство скважин на отрицательном перепаде давления в системе «скважина-пласт». Расчёт программы промывки в отечественной и зарубежной практике бурения производят по программе «MUDLITEI», разработанной компанией Маурер Инжиниринг Инк.

Однако, как показывает отечественная и зарубежная практика бурения при отрицательном перепаде давления в системе «скважина-пласт» результаты, получаемые по данной программе, не всегда совпадают с промысловыми данными.

Это обусловлено, по-видимому тем, что при использовании двухфазных систем «нефть-азот», растворимость азота в нефти помимо термобарических условий скважины зависит от состава нефти и газа.

При этом расчётные методики должны иметь высокую точность для получения заданной величины депрессии и требуемого распределения давлений по стволу скважины, как основного условия устойчивости ствола, формирования определённого размера выбуренной породы, очистки ствола скважины от выбуренной породы и исключения аварий с прихватом бурильного инструмента.

Наряду с указанным, использование только расчётных данных по промывке скважин во многих случаях являлось причиной бурения на псевдо-депрессии ($P_{ЗАБ.}$ было > $P_{ПЛ.}$).

В связи с этим, с целью достижения проектной депрессии на продуктивный пласт в процессе бурения, при одновременном обеспечении устойчивой работы гидравлического забойного двигателя группой исследователей с участием автора предложен способ промыслового проектирования и контроля в процессе бурения программы промывки [4] .

Суть его заключается в следующем. На основании программы промывки, рассчитанной по программе «MUDLITEI», составляется план инструментальных промысловых исследований на различных режимах.

Для проведения исследований собирают и спускают в скважину компоновку включающую: долото, забойный двигатель, обратные клапана, не менее двух контейнеров, с установленными автономными манометрами типа АМТ- 06, АМТ- 07, АМТ-08, стабилизированные утяжелённые бурильные трубы, бурильные трубы. Компоновка инструмента должна быть строго идентична компоновке, используемой при вскрытии продуктивного пласта.

Производят замену технической воды в стволе скважины на нефть. Объём нефти в сепараторе должен быть минимальным, обеспечивающим круговую циркуляцию через скважину.

Минимальный объём нефти Vmin для перехода на промывку определяют по формуле:

$$V_{min} = V_м + V_с + V_э,$$

где $V_м$ – объём манифольда высокого давления и линии сепарации;

$V_с$ - минимальный объём нефти в сепараторе, обеспечивающий круговую её циркуляцию;

$V_э$ – объём эксплуатационной колонны.

Расход нефти в газожидкостной смеси принимают из расчёта устойчивой работы гидравлического забойного двигателя (например для ДI-105-6л/с).

После промывки ствола скважины через кабельный ввод вертлюга ВРБ-100, в скважину спускают на кабеле глубинный манометр типа АМТ-06 на глубину размещения в скважине автономных манометров колонны бурильных труб.

В стволе скважины проводят исследования по установлению режимов бурения на депрессии. Для этого после начала круговой циркуляции нефти с газообразным агентом в стволе скважины поочерёдно создают не менее трёх, обеспечивающих создание депрессии режимов подачи аэрированной жидкости: ниже расчётного давления, равное расчётному и выше расчётного, определённого по программе «MUDLITEI».

На всех режимах замеряют величины давлений на автономных манометрах и манометре, спущенном на кабеле. Устанавливают потери давления в интервале от места установки манометра до забоя скважины. Производят подъём манометра на кабеле и инструмента с контейнерами глубинных манометров. Расшифровывают их. По полученным данным производят анализ изменения забойного давления в зависимости от расхода нефти и азота и строят график такой зависимости. По графику устанавливают требуемый режим подачи нефти и азота.

Подачу нефти и азота на долото производят на выбранном режиме, поддерживая заданную величину депрессии на продуктивный пласт при вскрытии его по всей толщине. При этом в процессе вскрытия осуществляют непрерывный контроль двумя манометрами, установленными в контейнерах и одним, спущенном на кабеле.

После окончания вскрытия продуктивного пласта поднимают манометр, спущенный на кабеле и манометры, находящиеся в контейнерах, производят сопоставление и оценивают изменение величины депрессии в процессе бурения.

Предлагаемый способ испытан в промысловых условиях при бурении более шестидесяти нефтегазодобывающих скважин, продуктивные пласты которых толщиной от 4 до 20м имели неоднородные свойства пород-коллекторов по толщине. Забойное давление во время вскрытия продуктивных пластов было ниже и в трёх случаях равно пластовому давлению.

Ни в одном случае при вскрытии продуктивных пластов не возникло ни осложнений, ни аварийных ситуаций.

Во всех случаях был получен дебит в 2-4 раза превышающий проектный. Время бурения продуктивных пластов уменьшилось в 1,5-2 раза. Сразу после бу-

рения скважины были введены в эксплуатацию по добыче нефти, так как ни одна скважина не требовала времени на освоение.

Из вышеизложенного можно сделать следующий вывод.

Разработанная методика проектирования и непрерывного контроля в процессе бурения при отрицательном перепаде давления в системе «скважина-пласт», величины забойного давления является надёжным способом, исключающим вскрытие пласта на псевдо-депрессии.

Перед наращиванием инструмента и перед спуско-подъемными операциями отключают насос высокого давления и компрессоры.

Газ быстро находит путь для выхода из смеси. Когда компрессоры и насосы включают после выполнения наращивания или спуско-подъёмных операций, дегазированный буровой раствор в верхней части скважины должен быть вытеснен из скважины аэрированным флюидом, поступающим снизу. Это приводит к значительному увеличению давления в скважине, которое следует за периодом разгрузки.

Для исключения перепадов давления в рассматриваемых случаях применяют следующие методы.

Использование дополнительного газа. Одним из способов ограничения скачков давления на забое после выполнения наращивания является прекращение подачи жидкости и закачка только газа до полного заполнения колонны бурильных труб. В этом случае после выполнения наращивания первым флюидом в затрубном пространстве становится газ, который компенсирует вес дегазированного бурового раствора. Существует несколько вариаций этой методики.

Подача жидкости может быть прекращена, а колонна бурильных труб заполнена газом только до уровня верхнего обратного клапана. Метод работает хорошо только при быстром выполнении наращиваний. Могут быть использованы следующие варианты:

- Подача жидкой фазы прекращается и колонна бурильных труб полностью заполняется газом, затем в трубу подаётся буровой раствор до верхнего обратного клапана.
- Подача жидкой фазы прекращается и некоторое количество газа нагнетается в кольцевое пространство. Обычно заполняется примерно 300 метров кольцевого пространства.

Цель этих процедур состоит в компенсации веса дегазированного флюида в верхней части скважины.

Такая же идея используется при спуско-подъёмных операциях. Колонна бурильных труб заполняется газом вместе с достаточным участком затрубного пространства для разгрузки скважины. Дифференциальное давление при этом немного отрицательное, т.е. сохраняется режим ОПД.

Инжекторные переводники. Инжекторный переводник (рис.1) с боковым отверстием для сопла имеет длину 0,6 метра и устанавливается в колонне бурильных труб, где он должен быть на 300 метров ниже уровня флюида. Следующий переводник может быть установлен примерно в 300 метрах ниже, или непо-

средственно над башмаком кондуктора. Сопло может быть рассчитано для перепуска от 15 до 20% флюида, прокачиваемого по колонне бурильных труб, так как газ имеет меньшую вязкость, чем жидкость, то через переводник преимущественно отводится газ. Газ, отводимый из колонны бурильных труб в кольцевое пространство в верхней части скважины, помогает компенсировать плотность дегазированного бурового раствора и уменьшить перепады давления на забой.

Математический анализ для определения точек размещения переводников делается в предположении, что вертикальная глубина между переводниками равна, примерно, 300 метров, что является достаточно хорошим начальным приближением.

Переводники для поддержания постоянной циркуляции. Переводники этого типа предназначены для ограничения перепадов давления при выполнении наращивания путём сохранения непрерывной прокачки бурового раствора. Переводник имеет обратный клапан открытого типа и быстросъёмное боковое соединение для подвода газа, которое расположено ниже клапана (рис.2).

Когда необходимо выполнить наращивание, резиновый шланг высокого давления подсоединяют к переводнику и поток бурового раствора и воздуха переключают с рабочей трубы на переводник с помощью перекрытия вентиля на стояке и открытия вентиля на шланге. После завершения операции наращивания поток флюида переключают на рабочую трубу, а резиновый шланг отсоединяют от переводника.

Количество переводников для поддержания циркуляции должно быть достаточным для обеспечения всего времени долбления. По одному переводнику устанавливают выше соединения для каждой одиночки или свечи при бурении с использованием верхнего привода.

Система работает хорошо и предотвращает пульсации давления, возникающие при наращивании, однако, при этом значительно увеличивается число резьбовых соединений бурильной колонны. Силовой вертлюг даёт дополнительные возможности при использовании переводников постоянной циркуляции. Он позволяет уменьшить число переводников на буровой колонне и обеспечивает прокачку бурового раствора через скважину. При достижении долотом эквивалентной точки, в которой скважина должна быть разгружена для сохранения уменьшенного значения давления на забой подача бурового раствора прекращается и газ разгружает скважину. При опускании инструмента в скважину действия производится в обратном порядке.

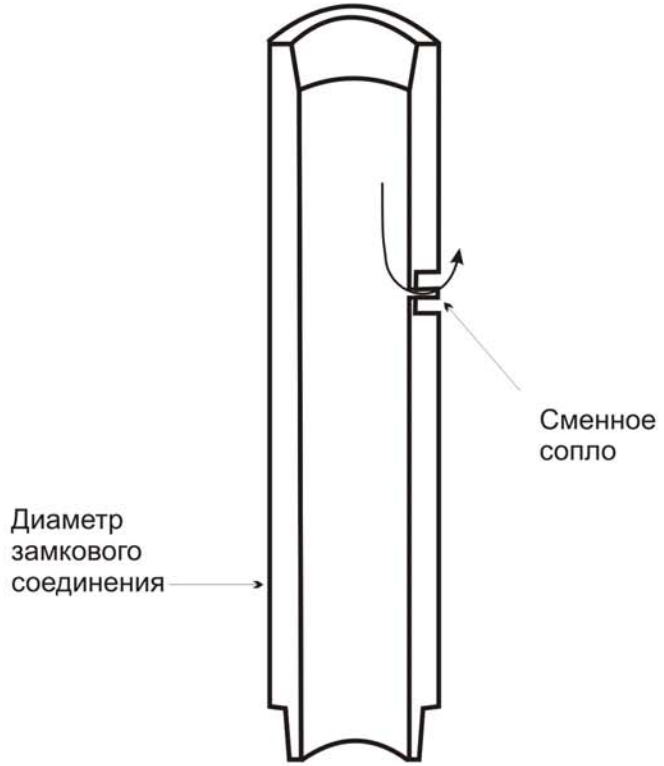

Рис. 1. Инжекторный переводник в колонне бурильных труб

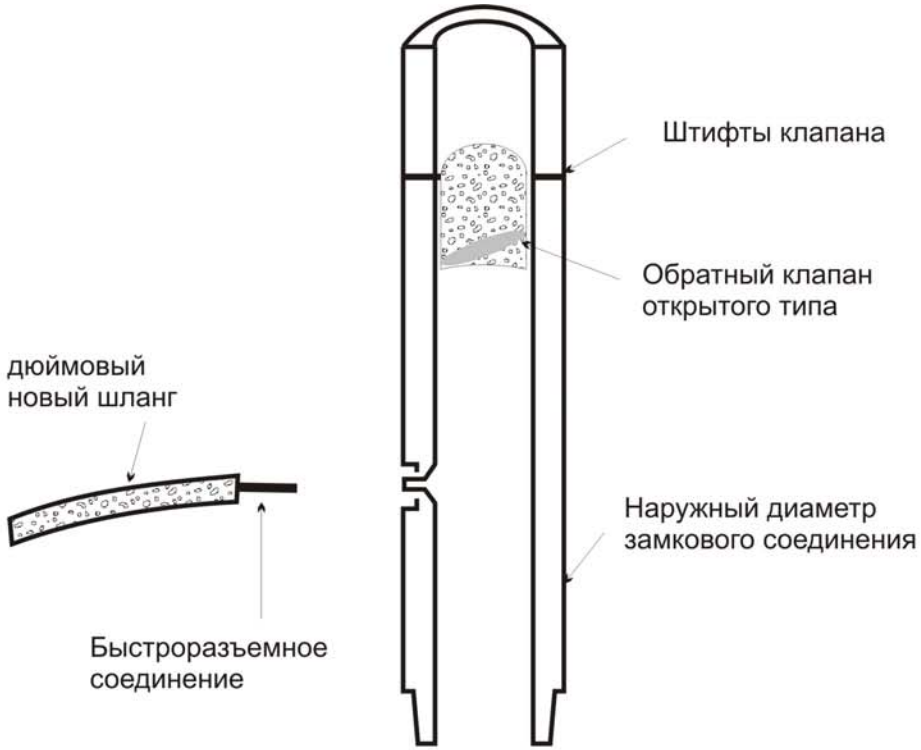

Рис. 2. Переводник для поддержания непрерывной циркуляции

Дополнительная колонна для подачи воздуха. Марей (1968) [5] решил проблему уменьшения пульсаций давления с помощью установки дополнительной 52,4мм колонны НКТ с наружной стороны кондуктора на глубину до 800 метров (рис.3). Давление закачки для такой глубины должны быть достаточно высоким для хорошего перемешивания воздуха с буровым раствором и обеспечения небольшого значения эффективного отношения объёма воздуха к объёму флюида. Система работала достаточно хорошо несмотря на потенциальные проблемы, связанные с повреждением и закупоркой НКТ при спуске.

Во время наращивания подача воздуха через дополнительную колонну продолжается для осуществления продувки верхней части ствола скважины. После наращивания скачок давления значительно уменьшается, так как некоторое количество бурового раствора было удалено из скважины.

При выполнении спуско-подъёмных операций подача газа сохраняется в течение некоторого времени для разгрузки верхней части ствола и сохранения низкого давления на забое. После завершения спуско-подъёмных операций возможна аэрация дегазированного бурового раствора при возобновлении его прокачки. Пульсации давления при СПО немного снижаются. Дополнительная колонна решает одну из проблем использования высокого значения отношения объёма воздуха к объёму флюида при поглощении. При этом возможно увеличить данное отношение при поглощении бурового раствора в скважине и очень быстро оценить реакцию системы на данное регулирующее воздействие.

Таким образом, становится возможной частичная балансировка системы. Вестермарк (1986) использовал подобную систему и пришел к выводу, что подача воздуха через дополнительную колонну уменьшает проблемы коррозии вследствие ограничения объёма воздуха в верхней части кольцевого пространства, которая является областью самых низких температур в скважине.

Параллельные обсадные колонны. Тейчроб (1995) [6] и Ай [7] описали и применили концентрические обсадные колонны труб для решения проблем, возникающих при установке дополнительной (паразитной) колонны. Низ концентрической колонны для подачи воздуха был отцентрирован. После завершения бурения интервала скважины дополнительная колонна труб удалялась. Система работала хорошо и позволила уменьшить проблемы, связанные со спуском дополнительной колонны одновременно с обсадной колонной.

Сдвоенные бурильные трубы. Сдвоенные концентрические бурильные трубы с внешней трубой, заканчивающейся на глубине 600 – 900 метров, использовались для нагнетания в скважину газа (рис.4).

Таким образом, из вышеприведённых данных следует, что существует ряд способов по предупреждению перепадов давления при наращивании и

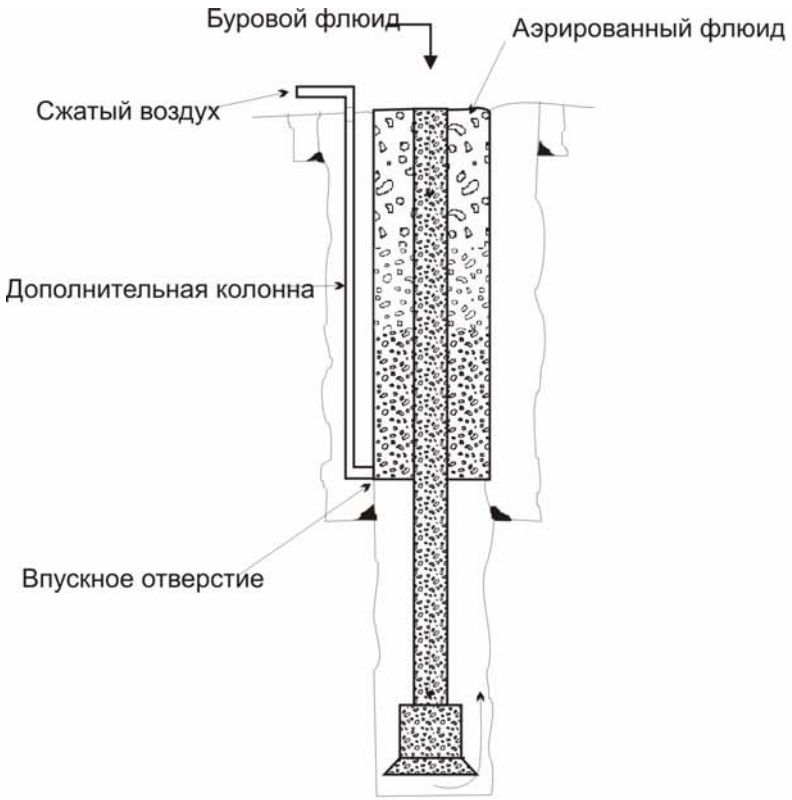

Рис. 3. Дополнительная колонна (Марей,1968)

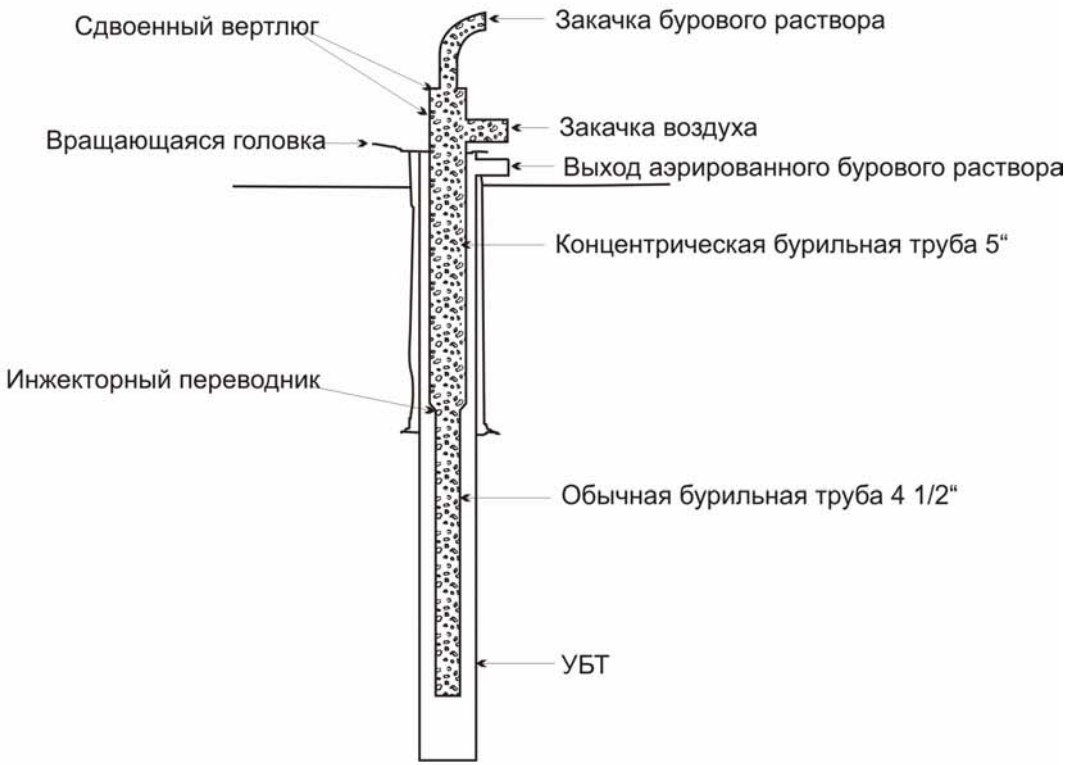

Рис. 4. Сдвоенные бурильные трубы

спуско-подъёмных операциях. Наиболее простой способ предупреждения перепадов давления при наращивании и спуско-подъёмных операциях является использование дополнительного газа. Кроме того, может быть рекомендован метод подбора компоновки инструмента для вскрытия продуктивного пласта без наращивания, учитывая небольшую их мощность.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03). Серия 08. Вып. 4 / Колл. авт. –М.: Госуд. унит. пред-е «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. –312с.

2 Нифантов В.И. Разработка методов вскрытия продуктивных пластов при строительстве и ремонте газовых скважин в осложнённых горно-геологических условиях. Дисс…докт. техн. наук – Ставрополь, 2001. – 400с.

3 Временная инструкция по заканчиванию скважин на депрессии для регионов Пермского Прикамья / Т.И. Соболева, Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин и др. ПермНИПИнефть. - Пермь, 2000. - 56с.

4 Патент №2199646. Способ вскрытия продуктивного пласта на депрессии. Баянов В.М., Братухин Ю.Н., Крысин Н.И., Салихов Р.Г. и др.

5 Murray J.W, 1968 Parasite Tubing String Solves lost - Circulation Problems. Oil and Gas Journal, May 27.

6 Teichrob R.R., 1994: Low – Pressure Reservoir Drilled With Air / N_2 in a Closed Sistem. oil and Gas Journal. March 21/

7 Yee. S., Comeaux. B., Smith R., 1994: Recent advances in Underbalanced Horizontal Drilling 6^{tn} Annual Conference on Horizontal Well and Emerging Technologies, Houston, TX