

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ТЕХНОГЕННО-ИЗМЕНЕННЫХ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ

Л.А. ГАЙДУКОВ
Н.Н. МИХАЙЛОВ

L.A. GAIDUKOV
N.N. MIKHAILOV

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА
KEYWORDS:

ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»
РГУ нефти и газа им. Губкина

Central Geophysical Expedition
Russian State University of oil and gas

Москва
e-mail: leonid68@inbox.ru

Moscow

горизонтальная скважина, околоскважинная зона, фильтрация, загрязнение, производительность. Horizontal well, Near bore zone, Filtration, Damage, Production

На основе построенных математической и численной моделей стационарной фильтрации несжимаемого флюида к горизонтальной скважине в пласте конечной мощности исследовалось влияние параметров техногенно-измененной околоскважинной зоны на дебит и профиль притока флюида вдоль скважины. Показано, что основными параметрами околоскважинной зоны, обуславливающими снижение дебита скважины, являются размер и форма зоны загрязнения, значение коэффициента восстановления проницаемости на стенке скважины, профиль распределения проницаемости. Исследована зависимость профиля притока флюида к горизонтальной скважине от особенностей распределения геолого-физических параметров вдоль ствола. Показано, что использование упрощенных моделей околоскважинной зоны может приводить к существенным ошибкам при определении профиля притока и общей производительности скважины.

Mathematical and numerical filtration models of incompressible fluid toward horizontal well are build. Influence of horizontal well near wellbore features on the well productivity index is investigated. It is supposed that the main parameters of near wellbore damage are size and shape of damage zone, value of permeability damage coefficient on the well bore, profile of permeability change. Influence of collector parameters distribution along horizontal well on the near wellbore formation is investigated. Shown that using of simple near wellbore models may cause significant errors.

Одной из самых востребованных технологий добычи нефти в настоящее время является технология бурения горизонтальных скважин. Однако влияние техногенных процессов поражения пласта, возникающих при бурении горизонтальной скважины, и неоднородности геолого-физических свойств вдоль ствола на ее продуктивность остается малоизученным. Во многих случаях эффективность использования горизонтальных скважин оказывается существенно ниже потенциальной, что негативно влияет на экономические показатели разработки. В первую очередь стоит отметить, что вследствие значительной протяженности горизонтальной скважины природные геолого-физические характеристики пласта могут существенно меняться

вдоль ствола, формируя сложный профиль притока флюида. В практике моделирования разработки месторождений геолого-физические свойства ячеек модели, пересекаемых скважиной, определяются геостатистическими методами, которые ввиду их статистической природы и крупномасштабности ячеек гидродинамической модели не воспроизводят реальную неоднородность фильтрационных свойств вдоль ствола скважины. Поэтому для корректного определения профиля притока флюида к горизонтальной скважине необходимо при расчетах использовать данные геофизических исследований в стволе скважины во время бурения.

Одной из основных причин ухудшения фильтрационных свойств и низкой

продуктивности горизонтальных скважин является неравномерное по длине ствола засорение коллектора твердыми частицами (кольматация), которые проникают в поровое пространство вместе с буровым раствором, препятствуя фильтрации целевого флюида. Кроме того, специальные керновые исследования показали, что в результате взаимодействия породы с фильтратом бурового раствора в прискважинной области формируются сложные радиальные профили фильтрационных свойств. Таким образом, вокруг ствола горизонтальной скважины образуется сложнопостроенная околоскважинная зона (ОЗ), геометрия и свойства которой определяются как технологическими особенностями бурения горизонтальных

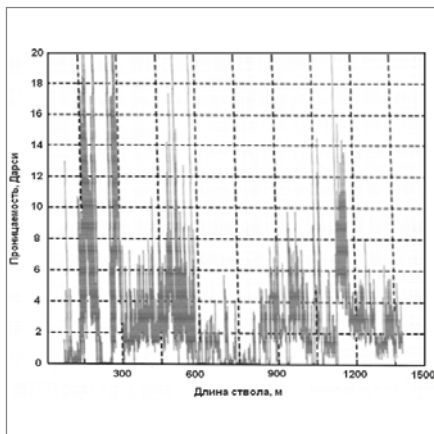


Рис.1 Распределение проницаемости вдоль горизонтальной скважины

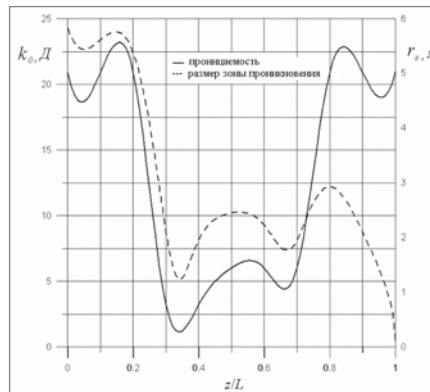


Рис.2 Распределение проницаемости и размера зоны проникновения вдоль ствола горизонтальной скважины.

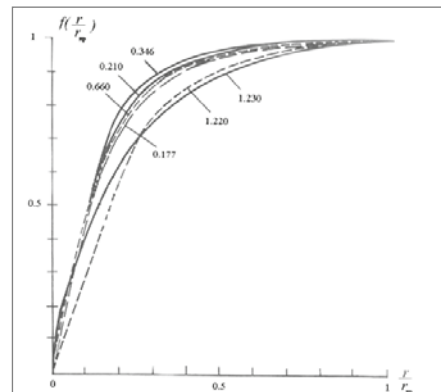


Рис.3 Изменение функции нормированной проницаемости по толщине зоны проникновения. Шифр кривых - коэффициент природной проницаемости пласта, мкм².

скважин, так и физическими процессами, происходящими при ее формировании. Поэтому задача прогнозирования продуктивности горизонтальной скважины и определения профиля притока флюида с учетом особенностей ОЗ является, безусловно, актуальной. В связи с этим в настоящей работе построена модель фильтрации флюида к горизонтальной скважине с техногенно-измененной ОЗ, с помощью которой получены зависимости поинтервальной продуктивности горизонтальной скважины и поинтервального «скин-фактора» от основных параметров ОЗ. Показано, что размер зоны загрязнения, продуктивность и «скин-фактор» существенно меняются вдоль ствола скважины.

Особенности формирования зоны проникновения бурового раствора в горизонтальных скважинах. В отличие от вертикальной скважины, зона проникновения бурового раствора в пласт вдоль ствола горизонтальной скважины имеет ряд характерных особенностей, отмеченных в ряде работ [3,5,9,10]. В первую очередь стоит отметить длительное время взаимодействия ОЗ с фильтратом бурового раствора, уменьшающееся по направлению проходки во время бурения и приводящее к неравномерному распределению зоны проникновения вдоль ствола. В работах [1,2] зона проникновения бурового раствора вдоль ствола горизонтальной скважины моделировалась геометрически правильной конической поверхностью. Однако геофизические исследования в стволе горизонтальной скважины ряда месторождений показывают, что значительная протяженность горизонтальной скважины может приводить к существенным изменениям природных геолого-физических параметров пласта вдоль ствола скважины. На рис. 1, в качестве примера, представлено распределение природной проницаемости пласта вдоль ствола одной из скважин месторождения в Северном море, полученное по данным каротажа во время бурения. Как видно из рис. 1 высокопроницаемый пласт, охарактеризованный в вертикальных скважинах как однородный, вдоль горизонтального ствола демонстрирует сильную неоднородность по проницаемости с кратностью 2-3 порядка.

В работе [3] проведено численное моделирование формирования зоны проникновения вдоль горизонтальной скважины, вскрывшей зонально-неоднородный по проницаемости пласт и показано, что в высокопроницаемых зонах фильтрат бурового раствора проникает в пласт глубже, чем в низкопроницаемых, тем самым нарушается монотонность распределения зоны проникновения вдоль ствола. Поэтому модель конического изменения размера зоны проникновения вдоль ствола горизонтальной скважины является некорректной.

Для оценки изменения размера зоны проникновения фильтрата бурового раствора вдоль ствола горизонтальной скважины с учетом изменения фильтрационных свойств глинистой корки и переменной скорости проходки в настоящей работе использовались соотношения (1) и (2).

$$\tau_z = \int_z^L \frac{dz}{V(z)}$$

$$r_{np}(z) = \sqrt{\frac{C \int_0^{\tau_z} \frac{e^{-B_z t}}{\sqrt{t}} dt}{\pi \cdot m(z) \cdot (1 - S_{eo} - S_{no})}} + r_c^2 - r_c$$

где τ_z - время взаимодействия бурового раствора с породой коллектора в сечении z горизонтального ствола; C - размерная постоянная; B_z - эмпирический коэффициент, зависящий от фильтрационных параметров пласта и глинистой корки, величины репрессии на пласт; m - пористость; r_c - радиус скважины; $r_{np}(z)$ - размер зоны проникновения в сечении z ; S_{eo} - остаточная водонасыщенность; S_{no} - остаточная нефтенасыщенность; $V(z)$ - скорость проходки при бурении; L - длина горизонтальной скважины.

На рис. 2 представлено модельное распределение проницаемости и полученное по формуле (2) распределение размера зоны проникновения вдоль ствола горизонтальной скважины с учетом степенного закона изменения скорости проходки во время бурения. Видно, что интерференция различных факторов может приводить к существенно немонотонному профилю зоны проникновения вдоль ствола, т.е. к

формированию зон с различной степенью ухудшения фильтрационных свойств.

Кроме того, в отличие от вертикальной скважины при формировании зоны проникновения вокруг горизонтальной скважины существенную роль играет сила гравитации и анизотропия коллектора, обуславливающие изменение геометрии зоны проникновения. Моделирование проникновения бурового раствора в анизотропных по проницаемости коллекторах показало, что зона загрязнения должна иметь эллиптическую форму, вытянутую по направлению наименьшего фильтрационного сопротивления [4]. В работах [5,6] показано, что вследствие гравитационной сегрегации в изотропных коллекторах из-за различной плотности бурового раствора и пластового флюида вокруг горизонтальной скважины также формируется ассиметричная зона загрязнения со сложной геометрией.

Формирование профиля проницаемости в околоскважинной зоне. Буровой раствор со взвешенными в нем кольматирующими частицами, проникая в ОЗ, меняет ее физические свойства (проницаемость, водонасыщенность, удельное электрическое сопротивление и т.д.). Ранее ОЗ рассматривалась в виде области с постоянной измененной относительно природного пласта проницаемостью. Специальные ядерные исследования [7] показали, что в ОЗ формируются сложные радиальные профили фильтрационных свойств. После вызова притока часть кольматирующих частиц выносятся из пласта под действием приложенной депрессии при этом фильтрационные свойства коллектора частично восстанавливаются и формируется несколько отличный профиль проницаемости. В работе [7] показано, что нормированные профили проницаемости в прямом и обратном направлении прокачки бурового раствора $f(r/r_{np}) = (k(r/r_{np}) - k(r_c/r_{np})) / (k_0 - k(r_c/r_{np}))$ идентичны и определяются общей для данного образца зависимостью (рис. 3). Традиционно для количественного описания восстановления фильтрационных свойств используется постоянный коэффициент восстановления проницаемости β , равный отношению измененной проницаемости образца после вызова притока к проницаемости чистого образца k_0 , а для количественной оценки поражения – коэффициент уменьшения проницаемости ►

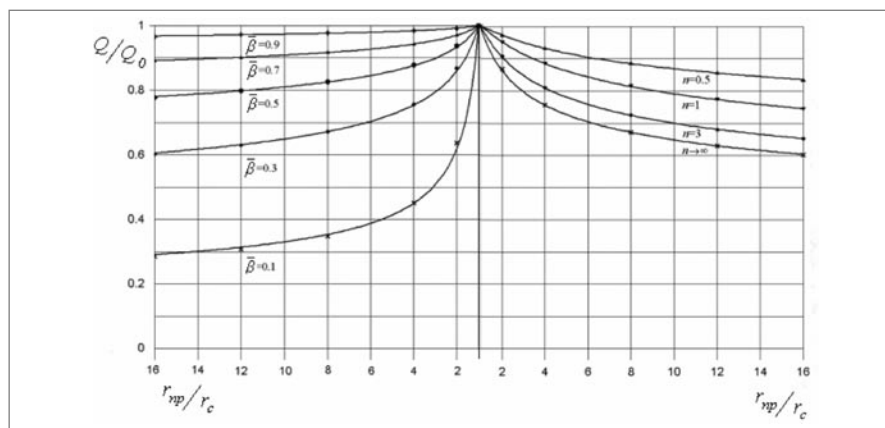


Рис.4 Зависимость дебита скважины от r_{np}/r_c при различных значениях β и различных видах функции $\beta(r_c)$.

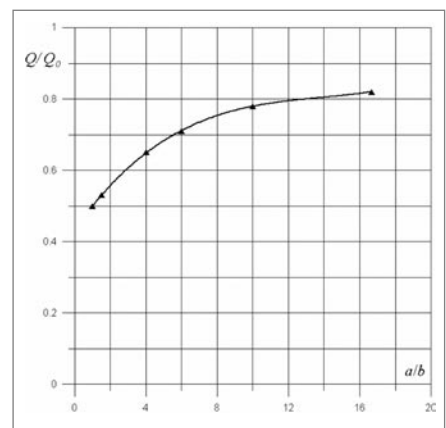


Рис.5 Влияние формы зоны загрязнения на дебит скважины ($k_{v1}/k_{v2}=10$).

γ , равный отношению проницаемости до вызова притока к k_o . Коэффициенты β и γ характеризуют степень поражения незначительных по размерам образцов керна и считаются величинами не зависящими от размеров образца. Однако как показывают специальные керновые исследования [3] коэффициенты восстановления $\beta(r/r_{np})$ и уменьшения проницаемости $\gamma(r/r_{np})$ зависят от расстояния до скважины. Тогда с помощью преобразования сдвига нормированного профиля проницаемости $f(r/r_{np})$ их можно представить в виде:

$$\beta(r/r_{np}) = f(r/r_{np}, \bar{\beta})$$

где $\bar{\beta}$, $\bar{\gamma}$ – коэффициенты восстановления и уменьшения проницаемости пласта в малом объеме на границе скважины ($r \rightarrow r_c$). Величина относительного восстановления проницаемости $\bar{\beta}/\bar{\gamma}$ на стенке скважины зависит от природной проницаемости коллектора, депрессионного/репрессионного режима промывки пласта буровым раствором и времени прямой и обратной промывки, поэтому так же может существенно меняться вдоль ствола горизонтальной скважины.

Таким образом, в результате бурения, заканчивания и освоения вокруг горизонтальной скважины образуется ОЗ со сложной геометрией и сложным распределением физических параметров, которые меняются по длине ствола. В связи с этим возникает вопрос о степени влияния вышеперечисленных особенностей ОЗ на распределение продуктивности вдоль горизонтальной скважины.

Математическая модель фильтрации флюида к горизонтальной скважине. Для определения степени влияния параметров ОЗ на дебит горизонтальной скважины предлагается математическая модель двумерного течения флюида к горизонтальной скважине единичной длины (длина скважины равна размеру пласта в направлении оси z). За основу принимается уравнение неразрывности для течения однофазного несжимаемого флюида с компонентами скорости, подчиняющимися закону Дарси,

$$\frac{\partial}{\partial x} (k_1(x, y) \frac{\partial p}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y} (k_2(x, y) \frac{\partial p}{\partial y}) = 0$$

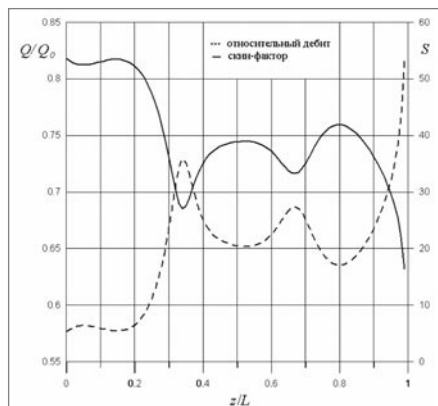


Рис.6 Распределение дебита и «скин-фактора» по длине горизонтальной скважины.

и проницаемостью коллектора в ОЗ, являющейся функцией координат:

$$k_f(x, y) = k_o \beta(x, y),$$

здесь k_{o1} и k_{o2} – коэффициенты проницаемости «чистого» коллектора в направлениях Ox и Oy соответственно.

Течение флюида рассматривается в прямоугольной области Ω :

$$\{x \in [0, W], y \in [-H/2, H/2]\},$$

где H – расстояние от подошвы до кровли пласта, W – расстояние от скважины до контура питания (предполагается симметрия относительно оси Oy). Скважина представлена круговым контуром $\partial\Omega_w$ радиуса r_c .

Дебит горизонтальной скважины на единицу длины рассчитывается как поток флюида через контур скважины или любой другой контур, охватывающий скважину.

Система граничных условий включает условия постоянства давления на контуре питания и на контуре скважины, а также условия непротекания на кровле и подошве пласта и на плоскости симметрии. На контуре зоны загрязнения $\partial\Omega$ должны выполняться условия непрерывности поля давления и нормальной компоненты скорости.

В общем случае горизонтальной скважины в пласте конечной мощности с произвольной зоной загрязнения аналитические решения поставленной задачи не известны. Поэтому для определения поля давления в области Ω и дебита скважины была реализована численная схема решения уравнения (3) с учетом равенства (4).

Моделирование зоны загрязнения. В случае круговой зоны загрязнения радиуса r_{np} зависимость коэффициента восстановления проницаемости $\beta(x, y)$ является радиальной, изолинии проницаемости при этом будут окружностями с общим центром в середине скважины. Приведенный радиус в этом случае определяется в виде $r_e = (r - r_c)/(r_{np} - r_c)$. Как было сказано ранее, вследствие влияния сил гравитации и/или анизотропии коллектора форма контура зоны загрязнения может существенно отличаться от круговой. В этом случае контур зоны загрязнения принят эллиптическим с полуосями a и b в горизонтальном и вертикальном направлении соответственно. Приведенный радиус в этом случае определяется в виде:

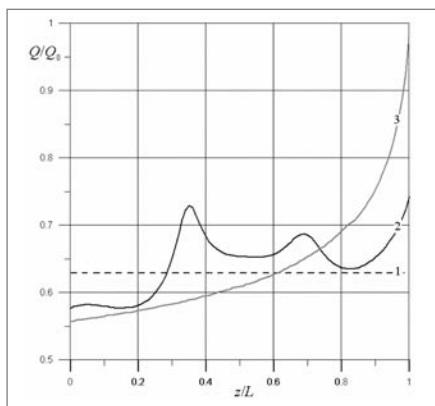


Рис.7 Сравнение профилей притока по длине ствола скважины для различных моделей зоны загрязнения.

$$r_e = \sqrt{(x/a)^2 + (y/b)^2}$$

Зависимость коэффициента восстановления проницаемости $\beta(x, y) = \beta(r_e)$ в зоне загрязнения принята в виде степенной функции

$$\beta(r_e) = (1 - \bar{\beta}) \cdot r_e^n + \bar{\beta}, \quad 0 \leq r_e \leq 1$$

с параметрами n (коэффициент, характеризующий вид нормированного профиля проницаемости) и $\bar{\beta}$ (коэффициент восстановления проницаемости на стенке скважины).

Влияние параметров ОЗ на дебит горизонтальной скважины. С помощью построенной численной модели была исследована зависимость дебита горизонтальной скважины единичной длины от профиля коэффициента восстановления проницаемости $\beta(r_e)$ в зоне загрязнения. На рис. 4 представлены зависимости относительного дебита скважины Q/Q_0 (засоренный пласт/чистый) от размера круговой зоны загрязнения r_{np} (по отношению к радиусу скважины $r_c \ll H$) при различных значениях параметра n и при $\bar{\beta} = 0,3$. Видно, что при фиксированном r_{np} дебит скважины существенно зависит от вида функции $\beta(r_e)$. Также на рис. 4 представлены полученные численно зависимости относительного дебита скважины от r_{np}/r_c при различных значениях $\bar{\beta}$ для случая ступенчатого распределения ($n \rightarrow \infty$) в круговой зоне загрязнения.

Для аналитической оценки дебита горизонтальной скважины на основе полученных нами численных данных и аналитического решения в случае чистого пласта, полученного в работе [8], предлагается следующая аппроксимационная зависимость производительности скважины единичной длины от размера круговой зоны загрязнения и параметра $\bar{\beta}$ при фиксированном значении депрессии Δp в случае круговой зоны загрязнения:

$$Q/Q_0 = \frac{Q_0}{1 + 0.1(\bar{\beta} - 1) \cdot \ln(r_{np}/r_c)} = \frac{4\pi k_o}{\mu \cdot [1 + 0.1(\bar{\beta} - 1) \cdot \ln(r_{np}/r_c)]} \cdot \frac{\Delta p}{\ln \left[\frac{ch^2(\pi \frac{W}{H}) - 1}{ch^2(\pi \frac{r_c}{H}) - 1} \right]}$$

На рис.5 представлены результаты расчетов по определению дебита горизонтальной скважины с эллиптической зоной загрязнения при различном соотношении большой и малой полуосей a и b (при этом $a \cdot b = const$) в анизотропном пласте с соотношением проницаемостей $k_{o1}/k_{o2} = 10$.

Из представленных графиков следует, что размер и форма зоны загрязнения наряду с величиной $\bar{\beta}$ и профилем коэффициента восстановления проницаемости $\beta(r_e)$ являются определяющими параметрами уменьшения дебита горизонтальной скважины.

Распределение дебита по стволу горизонтальной скважины. Как было показано ранее проницаемость и размер зоны загрязнения могут существенно меняться по стволу горизонтальной скважины, тем самым определяя и распределение ►

поинтервального дебита и «скин-фактора», графики которых, полученные с помощью формул (2) и (6) в случае, когда скважина полностью вскрывает продуктивный пласт, представлены на рис.6.

Анализируя полученные распределения добывных характеристик, по стволу скважины можно выделить интервалы с минимальным значением дебита или с максимальным значением «скин-фактора», которые являются наиболее перспективными для проведения ГТМ.

Интегральные и средние добывные характеристики горизонтальной скважины являются мало информативными, давая общие представления о степени ухудшения фильтрационных свойств и поэтому могут быть использованы лишь при выборе скважины-кандидата для проведения ГТМ. Однако они не позволяют идентифицировать наиболее пораженные низкопродуктивные зоны.

На рис.7 представлены профили притока флюида к горизонтальной скважине для различных моделей зоны загрязнения (1 - цилиндрическая, 2 - полученная по формуле (2), 3 - коническая). Видно, что традиционная модель цилиндрической зоны проникновения дает постоянный профиль притока по всему горизонтальному стволу. В то время как модели, учитывающие изменение размера зоны проникновения вдоль ствола скважины, дают существенно отличные профили притока и демонстрируют проявление «техногенного» краевого эффекта вблизи забоя горизонтальной скважины ($z/L \rightarrow 1$), обусловленного минимальным поражением этого участка. Поэ-

тому использование упрощенных моделей ОЗ может приводить к существенным искажениям реального профиля притока флюида, создавая тем самым предпосылки для низкой эффективности проводимых ГТМ.

Заключение. На основе использованных математической и численной моделей стационарной фильтрации несжимаемого флюида к горизонтальной скважине в пласте конечной мощности исследовалось влияние параметров околоскважинной зоны на дебит и распределение профиля притока вдоль скважины. Основными параметрами околоскважинной зоны, обуславливающими снижение дебита скважины, являются размер и форма зоны загрязнения, значение коэффициента восстановления проницаемости на стенке скважины, профиль распределения относительной проницаемости. На основе численных данных построена аппроксимационная зависимость дебита скважины от размера зоны загрязнения и значения коэффициента восстановления проницаемости на стенке скважины. Исследована зависимость профиля притока флюида к скважине от распределения геолого-физических параметров. Показано, что использование упрощенных моделей околоскважинной зоны может приводить к существенным ошибкам при определении профиля притока.

ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Frick T.P., Economides M.J. Horizontal well damage characterization and removal// SPE Report 21795, 1993.
2. Al-Taq A., Bazin B., Ding.D. Mud-induced

damage in carbonate reservoirs: consequences on productivity of open-hole horizontal wells// SPE Report 94551, 2005.

3. Ding Y., Longeron D., Renard G., Audibert A. Modeling of both near-wellbore damage and natural cleanup of horizontal wells drilled with a water-based mud // SPE Report 73733, 2002.
4. Anderson B., Druskin V., Barber T. New Dimensions in Modeling Resistivity// Oilfield Review. 1997. P. 41.
5. В.В. Шелухин, И.Н. Ельцов. Особенности зон внедрения при бурении горизонтальных скважин // ПМТФ. 2004. Т.45. №6. с.72.
6. Н.Н. Михайлов Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон. – М.: Недра, 1996. - 339 с.
7. Н.Н. Михайлов Изменение физических свойств горных пород в околоскважинной зоне. – М.: Недра, 1987. - 152 с.
8. В.А. Черных, В.В. Черных Математические модели горизонтальных и наклонных газовых скважин: М., 2008. - 460 с.
9. В.И. Крылов, Н.Н. Михайлов, Б.А. Никитин, А.Н. Гноевых Исследование влияния фильтрационных процессов на состояние околоскважинных зон горизонтальных скважин// Сборник трудов всероссийской научной конференции «Фундаментальные проблемы нефти и газа», Москва 1996, Т.3, с.20-33.
10. В.И. Крылов, Н.Н. Михайлов, А.Н. Гноевых Изменение состояния продуктивного пласта при вскрытие его горизонтальным стволом// Нефтяное хозяйство. 1999. №8. с.32. ■