

**УДК 622.276.031:532.5**

**ОСОБЕННОСТИ ПРИТОКА К СКВАЖИНАМ С  
ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ**

**В.А. Иктисанов**

Институт «ТатНИПИнефть»

**FLUID FLOW PATTERN TOWARDS HORIZONTAL WELLS**

**V.A. Iktisanov**

TatNIPIneft Institute

**E-mail: [iktissanov@tatnipi.ru](mailto:iktissanov@tatnipi.ru)**

**Аннотация.** Для разработки низкорентабельных месторождений все большее распространение получают скважины с горизонтальным окончанием (горизонтальные, горизонтальные с трещинами ГРП, многоствольные и др.). Строительство этих скважин позволяет снизить фильтрационные сопротивления, в результате чего достигается увеличение продуктивности скважины и снижение затрат на единицу добываемой продукции.

Для выбора наиболее эффективной архитектуры дренажа с учетом особенностей коллектора, рациональной эксплуатации этих скважин, определения фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны необходимо располагать методиками расчета установившейся и неустановившейся фильтрации жидкости.

Известные аналитические методы расчета установившейся фильтрации справедливы только для однородного пласта с простейшей геометрической формой расположения стволов одинаковой длины. Для неустановившейся фильтрации существующие подходы позволяют учесть различную конфигурацию стволов, но используемые при этом методы являются трудоемкими для широкого практического применения.

В связи с этим предлагаются простые методы расчета продуктивности и интерпретации КВД для скважин с горизонтальным окончанием. Суть методов заключается в суперпозиции фильтрационных сопротивлений для двух плоских задач. При этом траектория стволов скважины представляется набором вертикальных скважин или узлов, достаточно близко расположенных друг к другу. В основе метода описания восстановления давления используются: безразмерный профиль притока, полученный при моделировании установившейся фильтрации жидкости, и метод суперпозиций для восстановления давления в узлах. Для описания восстановления давления в узле применяется уравнение пьезопроводности в пространстве Лапласа и численный алгоритм Стефеста. Задача решается для порового и трещинно-порового коллектора.

Предлагаемые подходы позволили установить область применения и ряд закономерностей, присущих скважинам с горизонтальным окончанием.

**Ключевые слова:** горизонтальная скважина, многоствольная скважина, продуктивные характеристики, траектории стволов, неустановившаяся фильтрация, определение оптимальной длины

**Abstract.** Nowadays, horizontal completions (including horizontal wells, horizontal fractured wells and multilateral wells) are being extensively drilled throughout the world for the development of low-profit fields. Construction of these wells enables reduction of flow resistance, thus resulting in well productivity increase and costs reduction.

For selection of optimal well design with regard to reservoir characteristics, effective well operation and determination of reservoir flow properties, calculation methods for steady and unsteady liquid flow are required.

Few related papers have been published so far.

However, analytical methods for steady flow are suitable only for homogeneous beds with simple geometry and equal-length laterals.

Available approaches to pressure build up analysis allow to account for various lateral trajectories but FEA or semi-analytical methods are too labor-intensive for practical application.

Therefore, simple methods of productivity index determination and pressure transient test interpretation are proposed for horizontal completions.

These methods are based on the superposition of flow resistance for two plane problems. Trajectory of the laterals is simulated as a number of closely spaced vertical wells or nodes.

The suggested method allows determining the field of application and regularities for horizontal wells.

Dimensionless fluid-movement profile calculated from steady flow and superposition method for pressure build ups in the nodes are used for determination of pressure build up.

For description of build up in a node we recommend a diffusion equation in Laplace space and Stepest numerical algorithm. The problem is solved for porous and dual porosity reservoirs.

Numerical calculations show that cross-flows occur after the horizontal or multilateral well shutdown. Pressure derivative maximum suggests low effective length of the borehole or positive skin-effect. Knowledge of effective intervals length is critical to pressure curve interpretation.

**Key words:** *horizontal well, multilateral well, productive index, trajectories of laterals, unsteady flow, determination of optimum length.*

## **Введение**

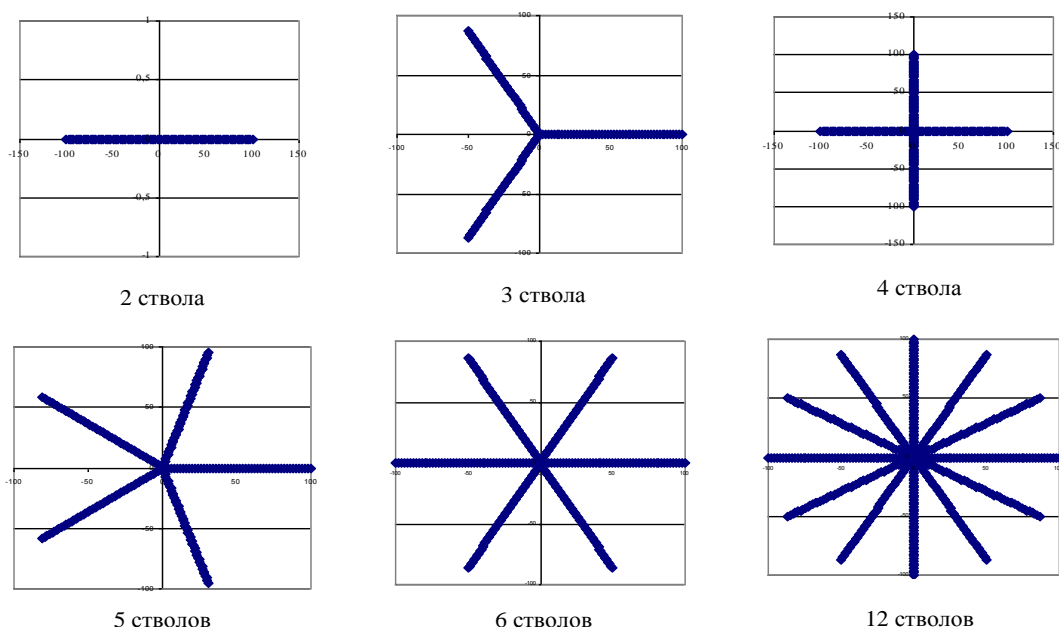
Современный этап разработки нефтяных месторождений характеризуется постоянным поиском наиболее эффективных технологических мероприятий для стабилизации и наращивания добычи

нефти. С этой целью разработан и апробирован целый арсенал технологий строительства скважин, применение которых позволяет добиться: повышения продуктивности скважин, нефтеотдачи пласта с низкими коллекторскими свойствами и пластовым давлением, рентабельности эксплуатации малопродуктивных залежей углеводородов, сокращения затрат на эксплуатацию шельфовых месторождений. К одним из основных технологий относится бурение скважин с горизонтальным окончанием (СГО), к которым относятся: одно- и многоствольные (многозабойные) горизонтальные скважины, горизонтальные скважины с трещинами ГРП [1-5]. Как показывает опыт разработки месторождений плотных коллекторов, использование СГО для низкопродуктивных маломощных и с большой площадью залегания залежей может быть практически единственным вариантом их освоения.

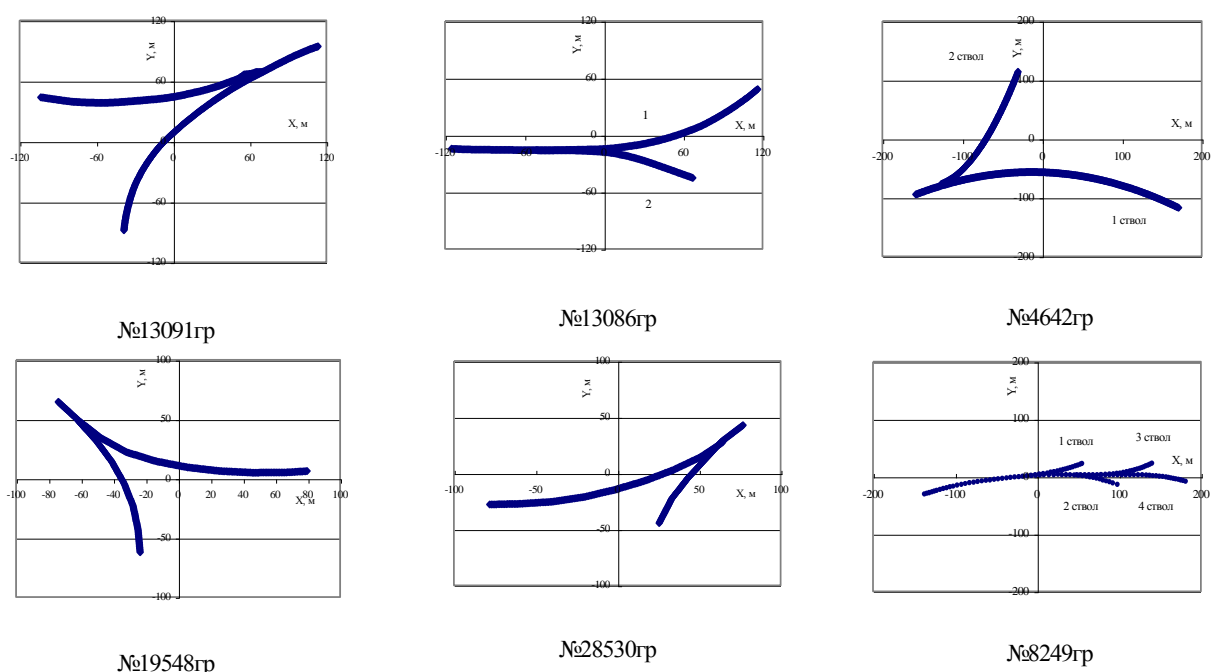
Строительство СГО приводит к необходимости решения вопросов установившейся и неуставившейся фильтрации жидкости к стволу или стволам этих скважин. Решение данных вопросов необходимо для проведения гидродинамического моделирования, выбора наиболее эффективной архитектуры дренажа с учетом особенностей коллектора, рациональной эксплуатации этих скважин, определения фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны по результатам неуставившихся исследований и других задач.

В настоящее время известно всего несколько зависимостей, описывающих установившееся течение к многоствольным скважинам (МГС) в работах Меркулова В.П., Табакова В.П., Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Григулецкого В.Г., Никитина Б.А. и др. Уравнения получены для прямых стволов одинаковой длины, расположенных на равном удалении друг от друга и с одинаковыми забойными давлениями (рис. 1). В действительности рассмотренные условия являются значительным упрощением (рис. 2). Для скважин со стволами

произвольной конфигурации Ouyang L.B., Aziz K. и Wolfsteiner C., Durlofsky L.J., Aziz K. [6,7] предложили объединенный алгоритм расчета гидродинамических характеристик пласта и скважины с учетом сил инерции и трения.



**Рис. 1 – Примеры модельных многоствольных скважин**



**Рис. 2– Примеры траекторий стволов реальных СГО в ПАО «Татнефть»**

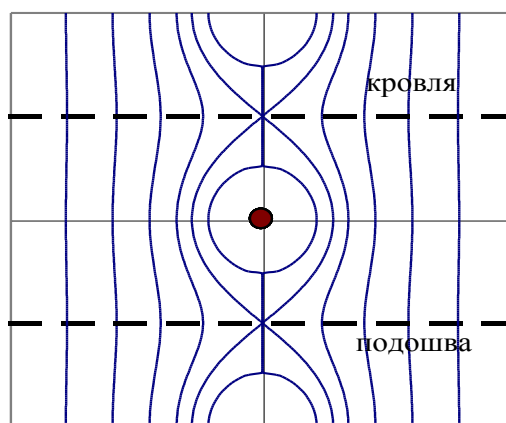
Способы интерпретации результатов гидродинамических исследований на неустановившихся режимах для скважин сложной

архитектуры также немногочисленны. К ним можно отнести упомянутые выше работы, а также монографию Хайруллина М.Х. и соавторов [8].

В статье предлагаются методики расчета продуктивности и интерпретации кривой восстановления давления (КВД) для СГО. Предлагаемые методики позволяют учитывать любое расположение работающих участков стволов. Суть предлагаемых подходов довольно проста и может быть легко воспроизведена другими авторами.

### **Расчет продуктивных характеристик скважины с различной траекторией стволов**

Исходная трехмерная задача сведена к решению двух плоских задач. Данное допущение применимо для пластов малой толщины. В вертикальной плоскости – к притоку жидкости к точечному стоку в полосе с непроницаемыми кровлей и подошвой (рис. 3). В горизонтальной плоскости – к течению жидкости к стоку, представляющему собой искривленную вертикальную трещину, проходящую через всю толщину пласта. Продуктивность скважины рассчитывается как суперпозиция соответствующих решений двух плоских задач.



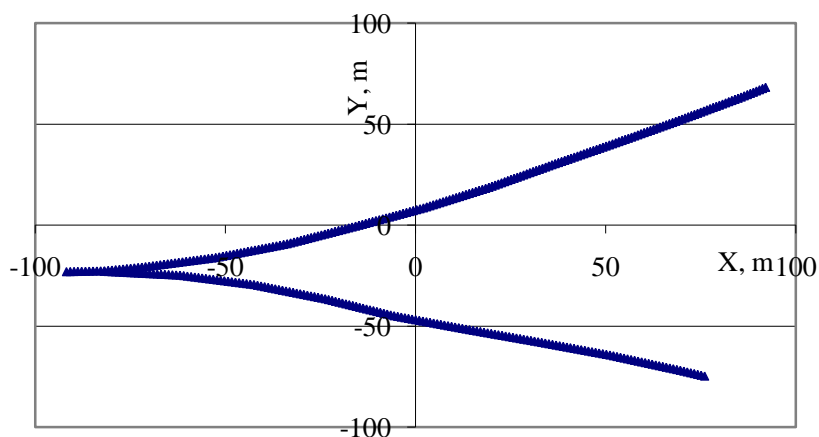
***Рис. 3 - Моделирование потока к точечному стоку в полосе с непроницаемыми кровлей и подошвой***

Для моделирования сложной траектории стволов в горизонтальной плоскости предлагается использовать набор вертикальных скважин или узлов, достаточно близко расположенных друг к другу (рис. 4). Данный

подход сходен с сегментным представлением столов скважин сложной архитектуры согласно работе Wolfsteiner C., Durlofsky L.J., Aziz K. Дебиты узлов  $Q_i$  определяются при численном решении системы уравнений, учитывающей интерференцию узлов:

$$\begin{aligned} Q_1 &= \frac{2\pi\varepsilon}{\ln R_k/r_w} \left( \left[ P_f + \frac{1}{2\pi\varepsilon} \sum_{j=1}^n Q_j \ln \frac{r_{1j}}{R_k} \right] - P_{bi} \right) \\ Q_i &= \frac{2\pi\varepsilon}{\ln R_k/r_w} \left( \left[ P_f + \frac{1}{2\pi\varepsilon} \sum_{j=1}^n Q_j \ln \frac{r_{ij}}{R_k} \right] - P_{bi} \right), \\ Q_n &= \frac{2\pi\varepsilon}{\ln R_k/r_w} \left( \left[ P_f + \frac{1}{2\pi\varepsilon} \sum_{j=1}^n Q_j \ln \frac{r_{nj}}{R_k} \right] - P_{bi} \right) \end{aligned} \quad (1)$$

где  $Q_i$  – дебит узла,  $P_f$  – пластовое давление;  $P_b$  – забойное давление;  $r_w$  – радиус скважины,  $r_{ij}$  – расстояние между узлами,  $\varepsilon$  – гидропроводность пласта.



**Рис. 4 - Моделирование траектории стволов в горизонтальной плоскости при помощи набора узлов**

Суммарный дебит по узлам составляет дебит скважины при моделировании в горизонтальной плоскости. Система уравнений (1) позволяет учесть потери давления по стволу скважины в продуктивной части, задавая различные забойные давления. Однако для большинства случаев потери на трение по длине ствола добывающей нефтяной скважины составляют менее 0,01 МПа в отличие от потерь давление на преодоление гидрозатворов, которые, как показывает практика, могут быть значительными.

Для описания фильтрации в вертикальной плоскости применяется известное уравнение Борисова Ю.П [3,9]:

$$Q_v = \frac{2\pi e L (P_f - P_b)}{\beta h \ln \left( \frac{\beta h}{2\pi r_w} \right)}, \quad (2)$$

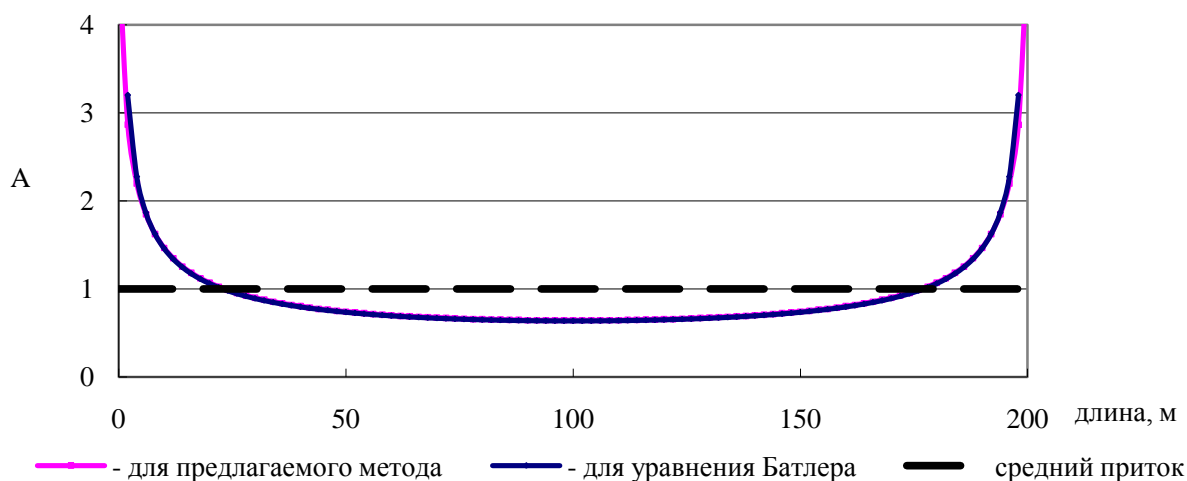
где  $Q_v$  – дебит при моделировании в вертикальной плоскости,  $\beta = \sqrt{k_v/k_h}$  – параметр анизотропии проницаемости пласта,  $L$  – суммарная длина стволов.

Для расчета дебита скважины производится суммирование фильтрационных сопротивлений.

Расчеты по предлагаемому алгоритму для модели бесконечного пласта показали, что приток на концах ствола больше притока на центральных узлах (рис. 5), что согласуется с известным уравнением Butler R.M [3]:

$$A = \frac{2}{\pi \sqrt{1 - \left( \frac{4x}{L} \right)^2}}, \quad (3)$$

где  $A$  – отношение изменения потока вдоль ствола к средней величине.

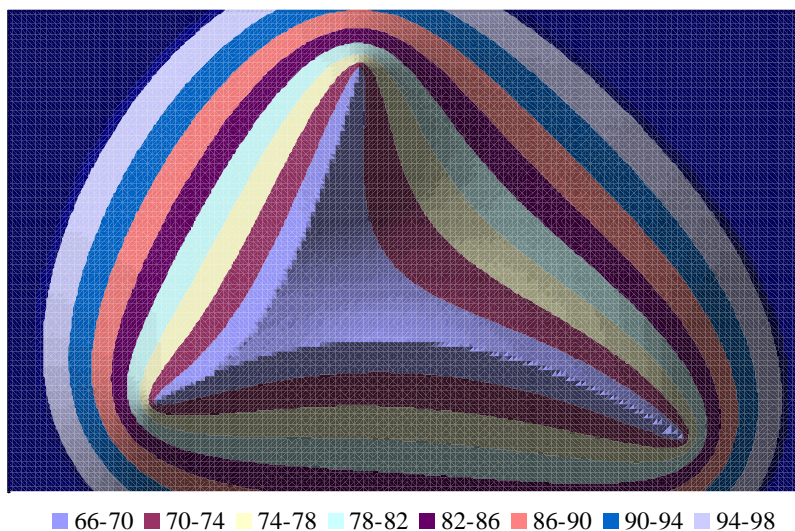


**Рис. 5 - Отношение дебита узла к среднему притоку вдоль горизонтального ствола по предлагаемому алгоритму и уравнению Батлера**

Отличие составляют только конечные узлы, где по формуле (3) наблюдается стремление притока к бесконечности. На рис. 6 представлены

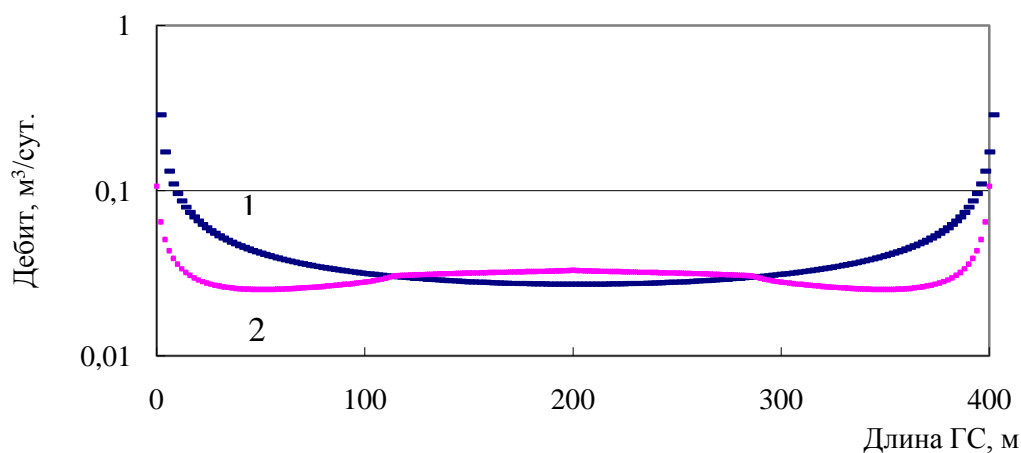
изобары для многоствольной скважины, полученные суммированием падений давления, обусловленных влиянием работы узлов (скважин):

$$P = P_f - \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{4\pi\epsilon} \ln \frac{[(x - x_j)^2 + (y - y_j)^2]}{R_k^2}. \quad (4)$$



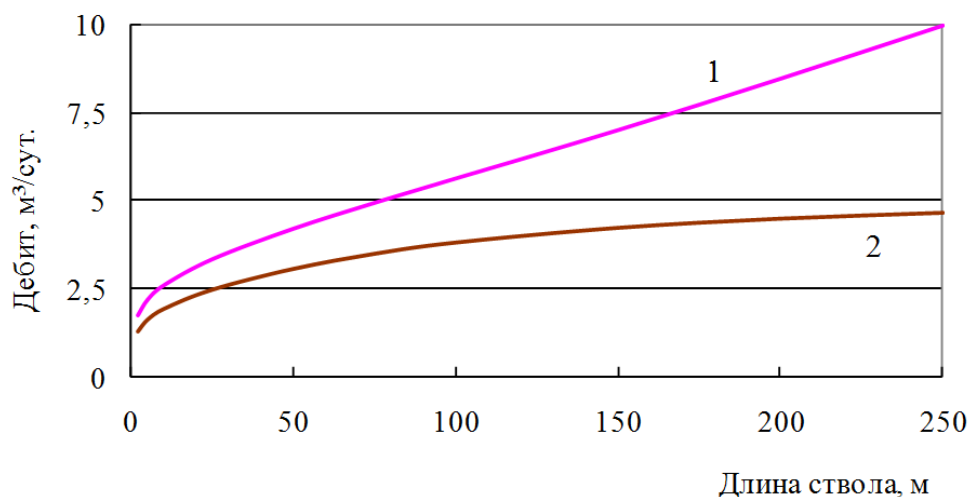
**Рис. 6 – Изобары для скважины №4642гр ПАО «Татнефть» (давление в бар)**

При учете влияния соседних скважин профиль притока для горизонтальной скважины изменяется с U - образного на W - образный или более сложный (рис. 7), а дебит скважины закономерным образом уменьшается (рис. 8). На концах стволов многоствольной скважины также наблюдается наибольшее значение притока жидкости (рис. 9).



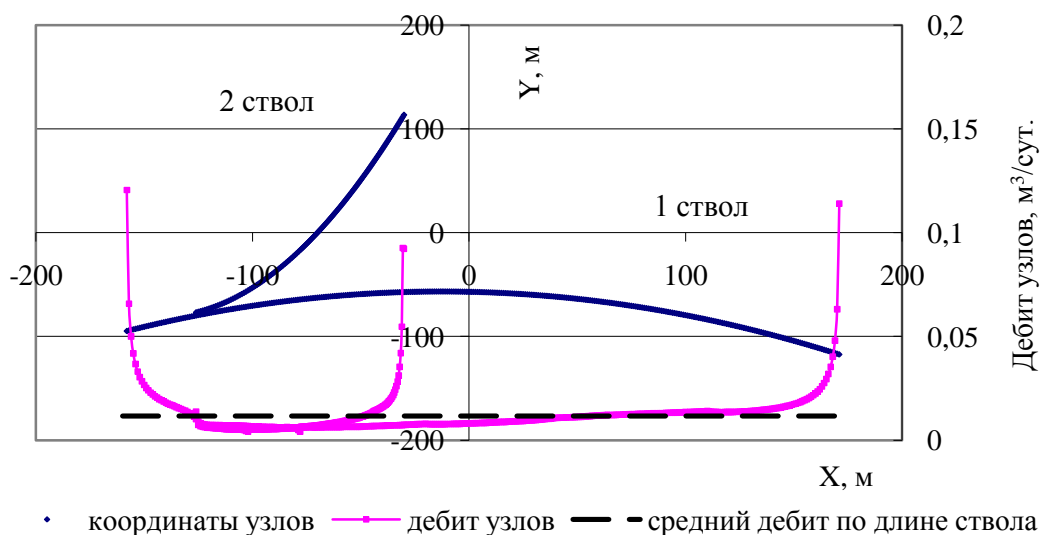
- 1) для бесконечного пласта,
- 2) с учетом работы соседних скважин

**Рис. 7 - Влияние работы соседних скважин на профиль притока**



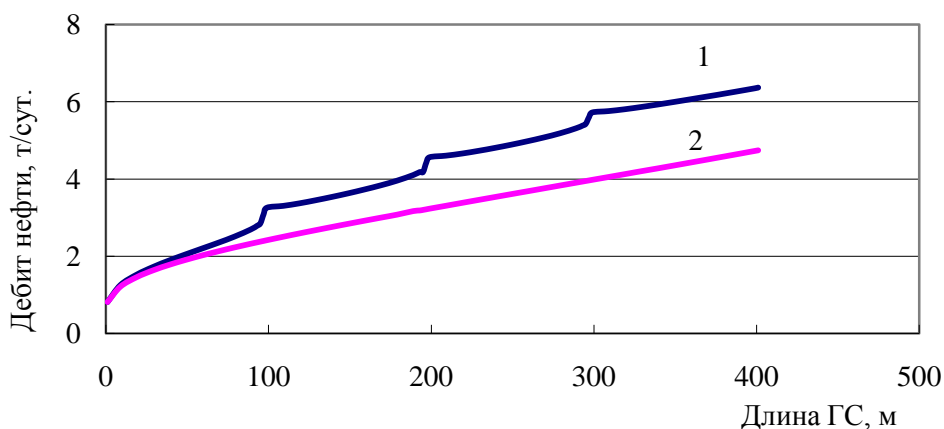
- 1) для бесконечного пласта,
- 2) с учетом работы соседних скважин

**Рис. 8 - Влияние работы соседних скважин на дебит скважины от её длины**



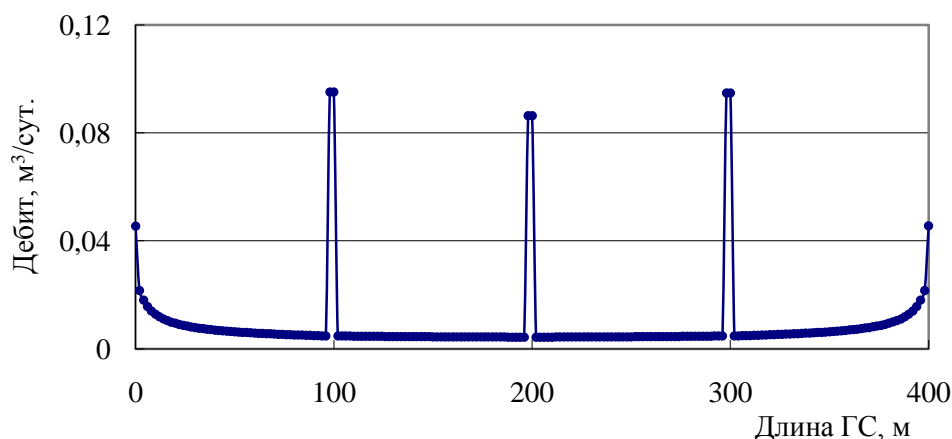
**Рис. 9 – Профили притока к стволу скважины №4642гр**

Результаты моделирования свидетельствуют, что принципиальная разница между дебитами ГС, вскрывающих однородный пласт и пласт с зонами повышенной гидропроводности, заключается в следующем (рис. 10). При подходе к зоне повышенной гидропроводности наблюдается повышение дебита по сравнению с однородным пластом, в самой зоне наблюдается скачок дебита. Влияние отдельных участков пласта с повышенной гидропроводностью приводит к возникновению скачков на профиле притока (рис. 11).



- 1) пласт с зонами высокой гидропроводности,  
2) однородный пласт

**Рис. 10 – Изменение дебита ГС от ее длины ствола**

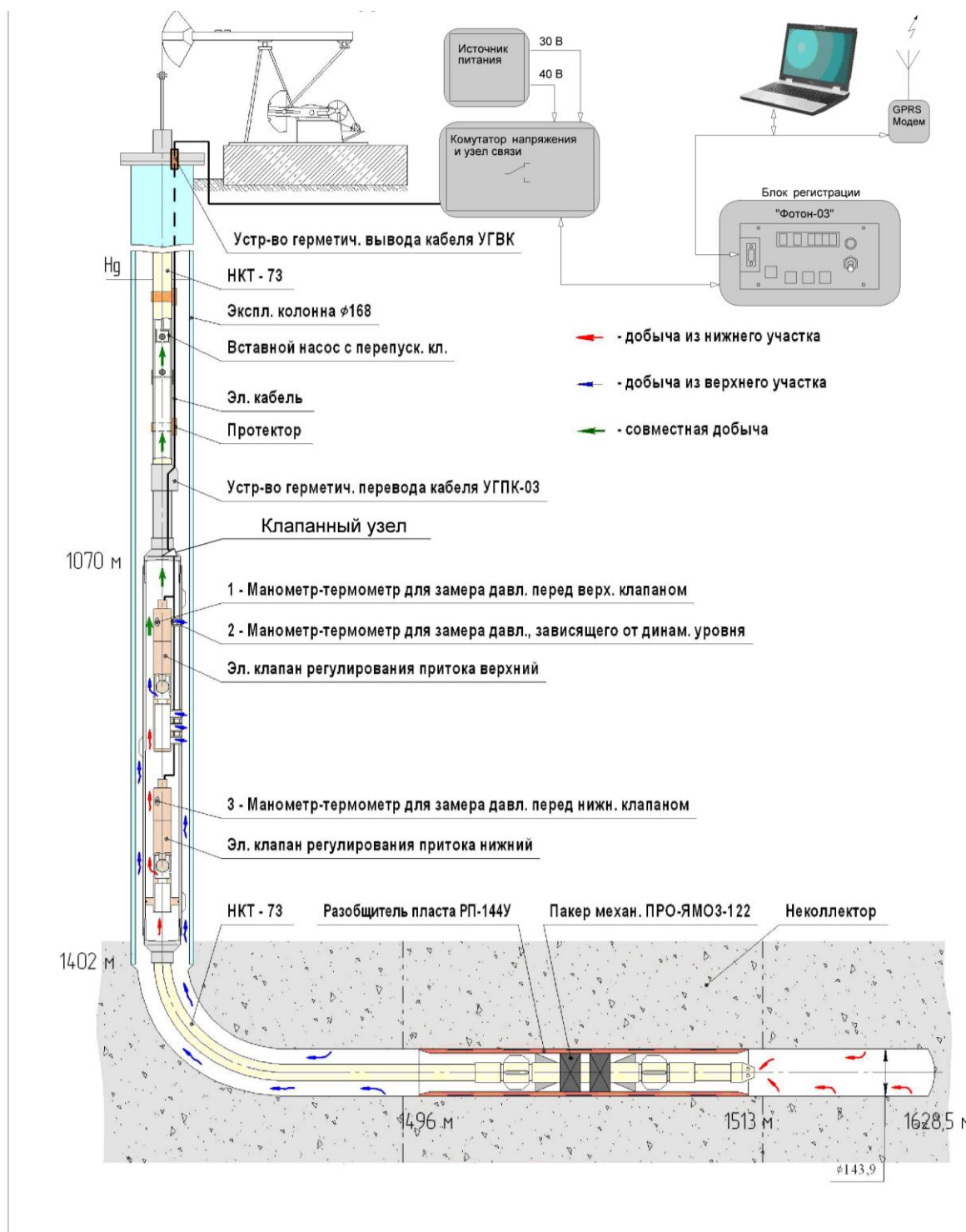


**Рис. 11 – Профиль притока к ГС, проходящей через три зоны повышенной гидропроводности**

Независимо от того, какие объекты эксплуатирует СГО, необходимо осуществлять контроль и управление выработкой запасов. В противном случае происходит быстрое обводнение высокопроницаемого пласта или его участка. Проведение водоизоляционных работ даже для одноствольных горизонтальных скважин является большой проблемой.

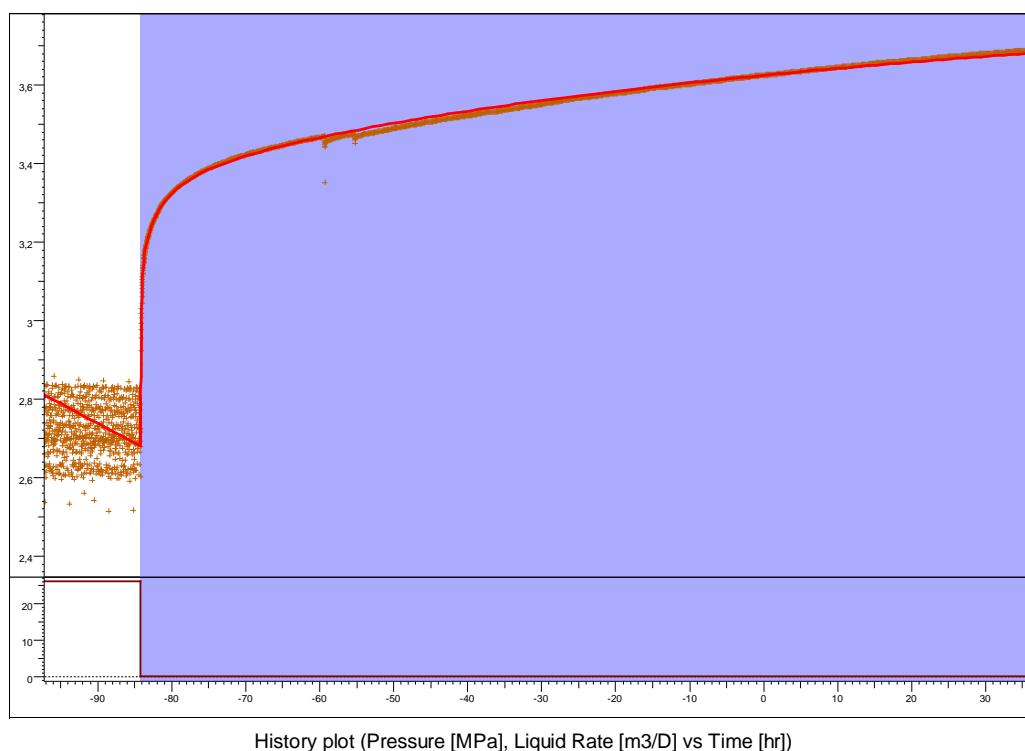
Решение задачи регулирования процесса выработки запасов можно осуществлять двумя способами. Один из них заключается в выборе на этапе проектирования оптимальных длин стволов в каждом пласте или горизонте для обеспечения равномерного дренирования МГС, эксплуатирующей одновременно несколько пластов или горизонтов. Данный способ относится к пассивному.

Второй способ заключается в использовании специальных технических средств, которые позволяют регулировать приток из каждого ствола или его участка (рис. 12).



**Рис. 12 - Управление выработкой запасов, дренируемых СГО, при помощи специальной селективной установки, разработанной в институте «ТатНИПИнефть» и ООО «Алойл – сервис»**

Этот способ пригоден для различных сочетаний объектов, разрабатываемых при помощи много - и одноствольных горизонтальных скважин и позволяет осуществлять одновременно-раздельную эксплуатацию различных объектов разработки. Кроме того, этот способ дает возможность выполнять гидродинамические исследования каждого ствола или его участка путем отсечения других стволов или их участков и проводить отключение стволов или их участков по мере достижения высокой обводненности (рис. 13) [10].

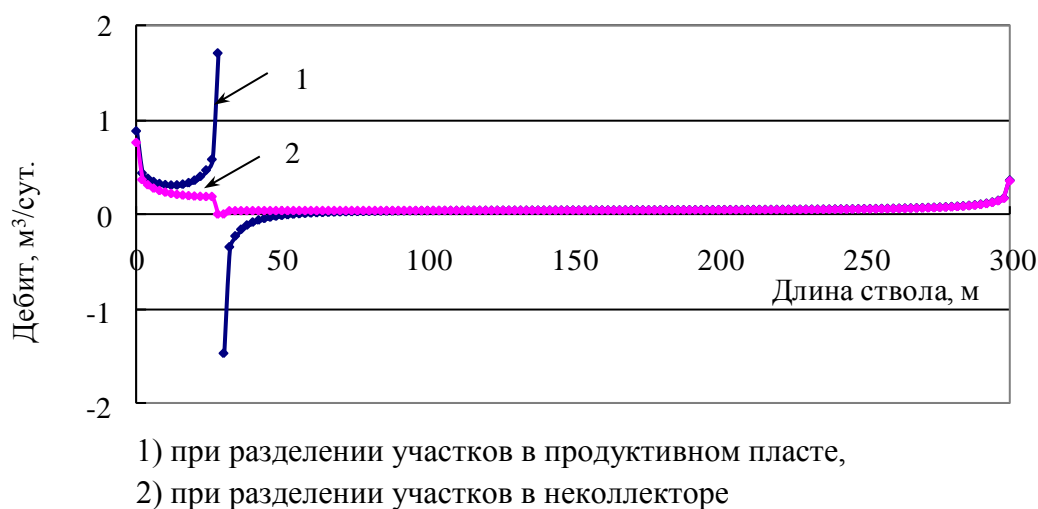


***Рис. 13 – Запись КВД для скважины №41502Г, оборудованной специальной селективной установкой***

Поэтому далее предприняты попытки изучения влияния различного забойного давления и неоднородности коллектора на продуктивные характеристики скважины [11].

Результаты изучения приложения различного забойного давления к участкам ствола ГС свидетельствуют о следующих тенденциях (рис. 14). На участке разделения стволов в коллекторе со стороны высокого забойного давления возникает существенный отток жидкости в пласт

несмотря на пакер. Если же пласт будет разделен на две части пакером, посаженным в непроницаемую часть пласта, то перетоки отсутствуют. При этом наличие перетоков не ухудшает добычные возможности скважины. Аналогичные тенденции прослеживаются при рассмотрении соответствующих профилей притока для МГС.



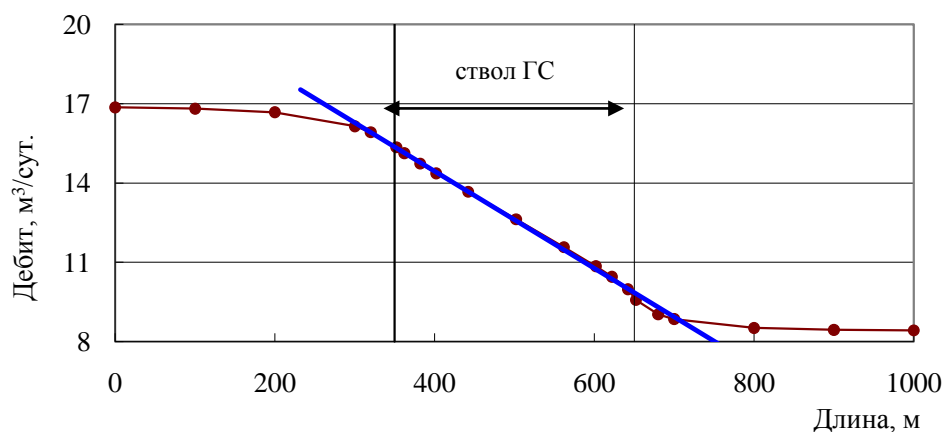
**Рис. 14 – Профиль притока ГС при приложении к 10% ствола меньшего забойного давления и к 90% ствола высокого забойного давления**

В ходе гидродинамического моделирования производилось поэтапное изменение гидропроводности пласта вдоль ствола ГС. Результаты расчетов свидетельствуют, что с увеличением доли пласта с меньшей гидропроводностью в пределах ствола ГС наблюдается практически линейное снижение дебита скважины (рис. 15). В этом случае дебит ГС, вскрывшей пласт с различной гидропроводностью  $\varepsilon_i$ , можно подсчитать по формуле:

$$Q = a[L_1 \varepsilon_1 + (L - L_1) \varepsilon_2] + b \quad (5)$$

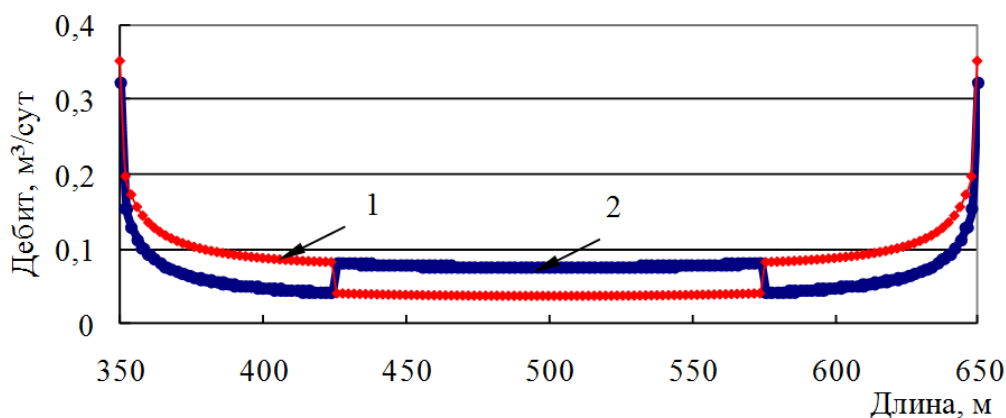
где  $a$  и  $b$  – коэффициенты уравнения прямой.

Если гидропроводность пласта меняется за пределами ствола скважины, то зависимость дебита от границы раздела гидропроводности приобретает нелинейный характер (рис. 15). При этом наличие иной гидропроводности за пределами ствола скважины влияет на дебит скважины в меньшей степени.



**Рис. 15 – Изменение дебита модельной ГС при изменении гидропроводности пласта**

Сопоставление дебита при попадании ГС концами ствола в область высокой гидропроводности с дебитом при прохождении области высокой гидропроводности серединой ствола свидетельствует об их примерном равенстве (рис. 16). В расчетах предполагалось, что суммарные участки длин в области высокой гидропроводности равны для обоих вариантов. В итоге, местоположение участков с иной гидропроводностью по длине ствола ГС практически не влияет на дебит скважины.



**Рис. 16 – Профили притока жидкости к стволу модельной ГС при попадании концами стволов (кривая 1) и серединой ствола (кривая 2) в область повышенной гидропроводности**

В рамках предлагаемой модели возможен учет работающих участков скважины. Их определение представляет собой отдельную сложную задачу и может выполняться следующими способами: а) по результатам геофизических исследований путем выделения участков с различной

пористостью, б) при помощи прямых исследований глубинными расходомерами или термометрами, в) при спуске на НКТ двух пакеров, при помощи которых последовательно отсекаются участки ствола с последующей откачкой из них жидкости.

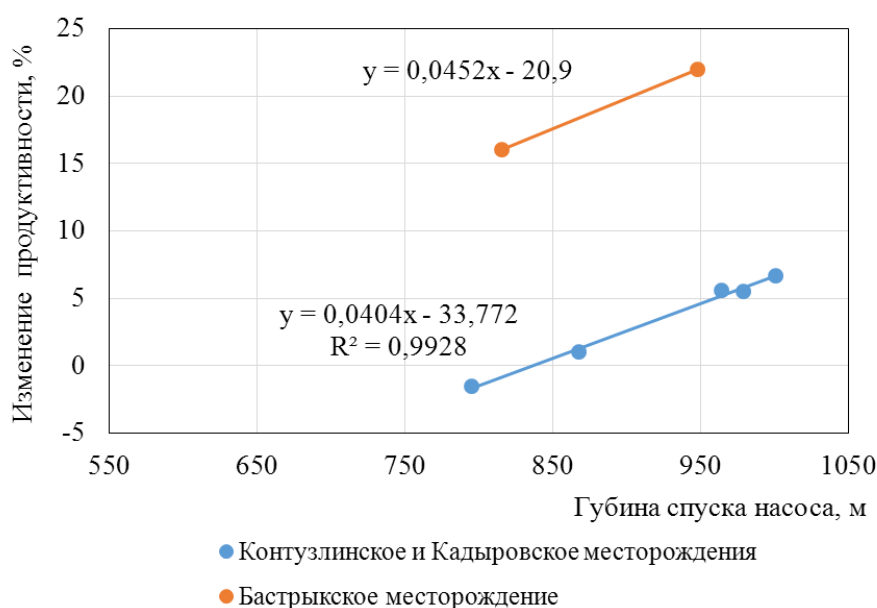
В целом, располагая достаточно простым алгоритмом можно быстро и оперативно решать различные практические задачи. К ним относятся: сравнение многоствольных скважин с вертикальными и одноствольными горизонтальными скважинами, управление выработкой запасов, дренируемых многоствольной горизонтальной скважиной на многопластовом объекте, поиск наиболее эффективной и экономичной архитектуры дренажа с учетом характеристик коллектора и ряд других.

Отдельной строкой следует выделить влияние дополнительных факторов, которые значительно искажают картину притока к СГО. По теоретическим формулам отношение продуктивности ГС к продуктивности ВС может достигать 3 - 10 и более. Фактическое отношение коэффициентов продуктивности гораздо меньше и обычно не превышает 2 - 3. Причиной довольно низких коэффициентов продуктивности ГС является влияние дополнительных факторов, появляющихся в процессе бурения и эксплуатации скважин. Согласно выполненному анализу основными причинами снижения продуктивности СГО в ПАО «Татнефть» являются [5]:

- неоднородность коллектора по простиранию (низкая эффективная длина) и наслоению (малая величина вертикальной проницаемости);
- наличие воды в стволе и в призабойной зоне скважины;
- влияние работы соседних скважин;
- снижение проницаемости пласта в призабойной зоне.

Данные выводы частично подтверждают исследования, выполненные ранее в стволе ГС, а также результаты изучения влияния глубины установки насоса на продуктивность ГС. Проведённый совместно

со специалистами НГДУ «Прикамнефть» анализ изменения скин-эффекта и продуктивности в зависимости глубины спуска насоса показал наличие высокой корреляционной зависимости (рис. 17). При этом данные по свойствам пласта были получены путём проведения анализа добычи в программе Toraze. Отмечается, что заглубление насоса приводит увеличению продуктивности скважины, что может быть обусловлено выносом воды с забоя скважины.



**Рис. 17 - Влияние глубины установки насоса на продуктивность ГС**

### **Определение оптимальной траектории и длин стволов многоствольных горизонтальных скважин**

Первоначально решалась отдельная задача по поиску траекторий скважин, обеспечивающих максимальную продуктивность при заданной длине стволов скважины. Для этого было рассмотрено влияние:

- 1) искривления ствола в горизонтальной плоскости,
- 2) количества стволов МГС,
- 3) наличие фрактальной структуры стволов,
- 4) разделение стволов на отдельные участки.

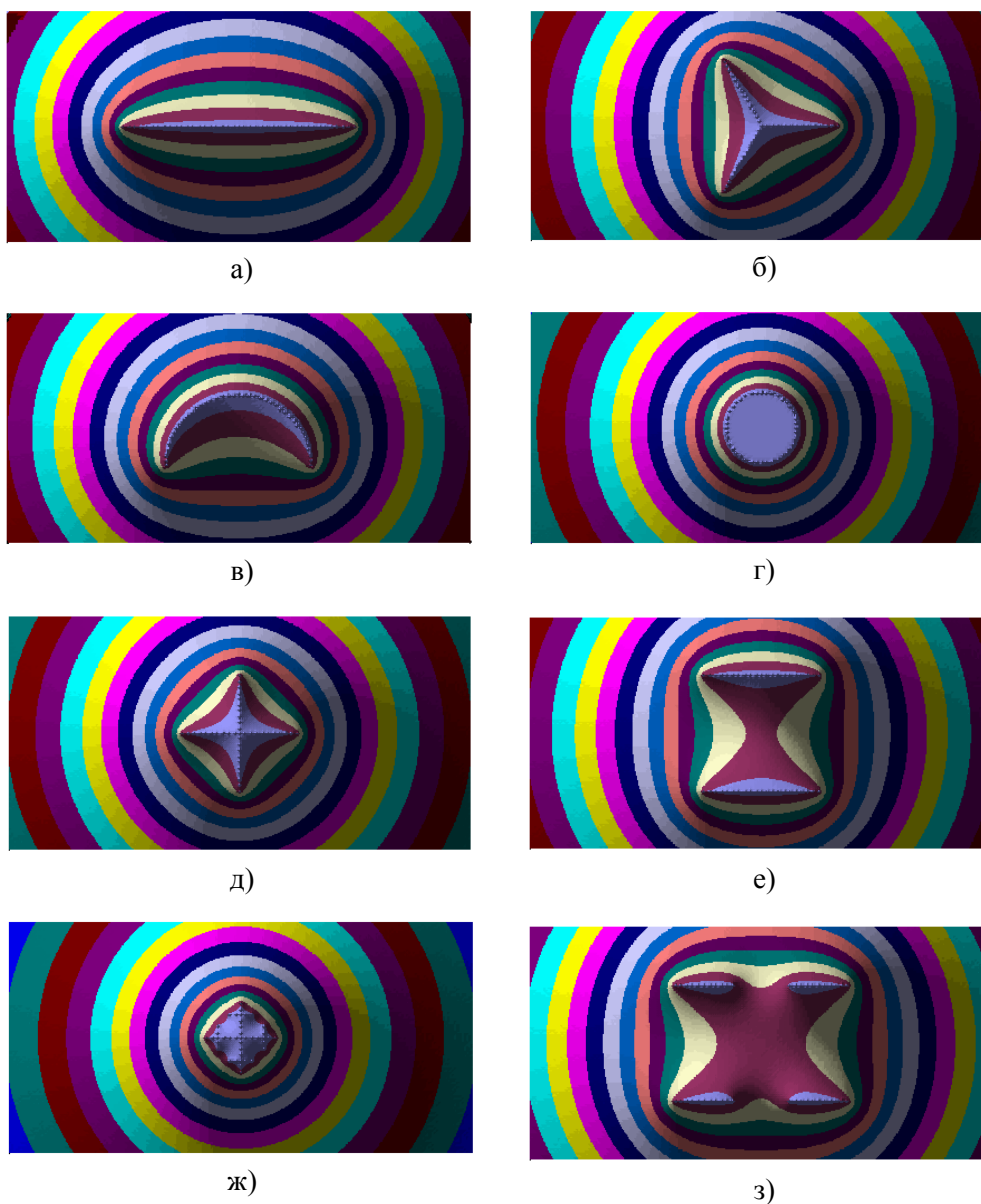
Данные по отношению продуктивности многоствольной скважины к

продуктивности прямого ствола ГС этой же длины свидетельствуют о следующих закономерностях (рис. 18). Искривление ствола в виде четверти окружности снижает продуктивность всего лишь на 1%, в виде полуокружности – на 4% (рис. 18 в). В итоге искривление ствола скважины снижает продуктивность не столь значительно. Круговой ствол имеет гораздо большее снижение – 15% (рис. 18 г). Наличие нескольких стволов уменьшает продуктивность скважины. Так, для скважины с тремя стволами, одинаково разнесенными друг от друга, снижение продуктивности составляет 6 % (рис. 18 б), для скважины с четырьмя стволами – 12% (рис. 18 д). Чем больше пересечений стволов, тем меньше значение получаемой продуктивности (рис. 18 ж), т.е. фрактальная структура при заданной суммарной длине стволов резко снижает продуктивность.

Увеличение продуктивности возможно только при разбиении на несколько отстоящих друг от друга стволов (рис. 18 е, з). Максимум продуктивности достигается при увеличении количества стволов малой длины, в пределе – к разбуриванию пласта вертикальными скважинами с плотной сеткой скважин. Но для разнесения стволов также требуется дополнительное бурение, поэтому выигрыш продуктивности будет компенсироваться увеличением общей длины скважины. Однако сам переход от МГС к плотной сетке вертикальных скважин на забое и наличие одного устья позволяет уйти от недостатков горизонтальных и многоствольных скважин - чувствительность к коэффициенту анизотропии, наличие воды на забое скважин, худшая степень регулирования процесса выработки степень и др.

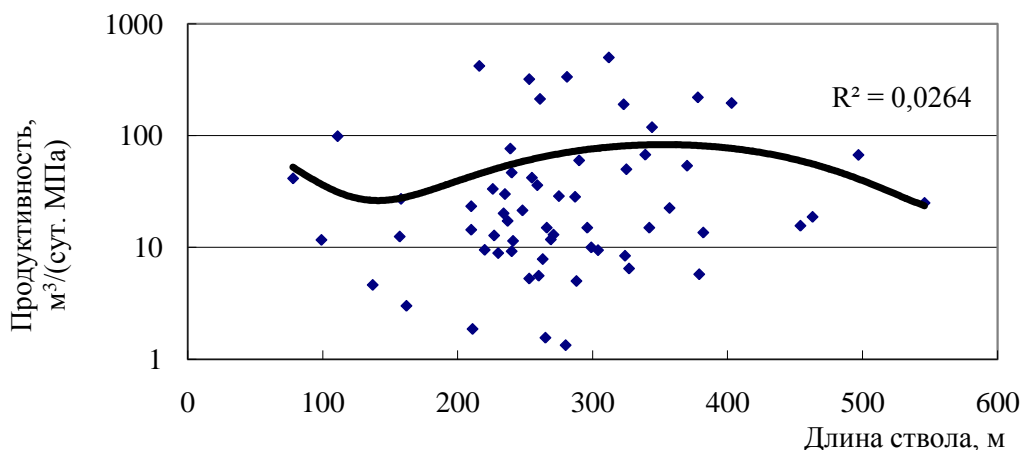
Если построить зависимость продуктивности ГС от длины ствола, то коэффициент корреляции практически для всех объектов разработки будет стремиться к нулю, что свидетельствует об отсутствии связи между этими двумя параметрами (рис. 19). Основной причиной этого является

неоднородность коллектора. Поэтому определение оптимальной длины ствола ГС должно выполняться иным способом [5]. С технологической точки зрения увеличение длины ствола в пласте всегда приводит к росту продуктивных характеристик и дебита скважины, при этом темп роста дебита при увеличении длины замедляется.



- а) прямой ствол (кратность продуктивности 1,00);  
 б) пересечение трех стволов под углом 120° (0,94);  
 в) половина окружности (0,96);  
 г) окружность (0,85);  
 д) пересечение двух стволов под прямым углом (0,88);  
 е) два параллельных ствола (1,026);  
 ж) пересечение двух стволов под прямым углом с ответвлениями на концах стволов (0,77);  
 з) четыре ствола (1,12)

**Рис. 18 - Изобары для различных траекторий стволов одинаковой длины**



**Рис. 19 – Продуктивность различных ГС от длины ствола скважины**

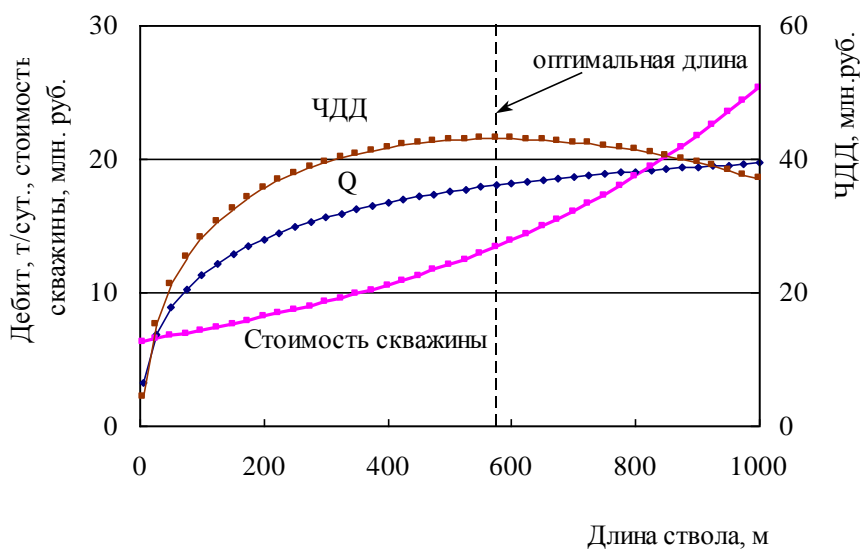
Исходя из этого принципа, следует бурить скважины с максимальной длиной ствола. С другой стороны стоимость скважины также увеличивается с ростом длины ГС. При этом наблюдается значительное увеличение стоимости для больших длин стволов. Поэтому существует оптимальное значение длины ГС, которое должно зависеть:

- от горно-геологических условий и текущего состояния разработки залежи, определяющих дебит скважины;
- от экономических параметров, связанных со стоимостью строительства скважин.

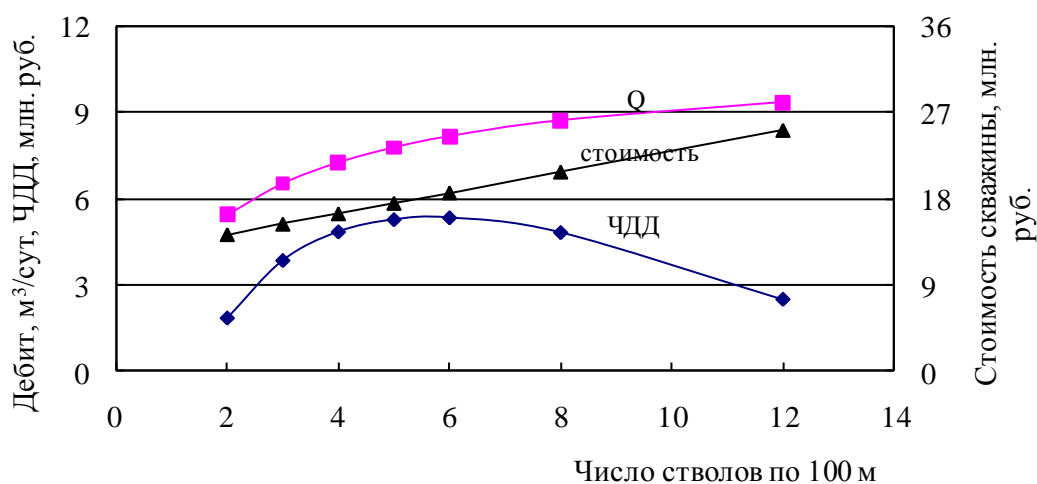
Суть предлагаемого подхода заключается в получении зависимостей дебита скважины и стоимости строительства для различных вариантов траекторий и длин стволов. При этом учитываются основные требования к проектированию стволов многоствольных скважин: дебит многоствольной горизонтальной скважины возрастает с увеличением длины и числа стволов; снижение продуктивности на единицу длины ствола наиболее выражено при увеличении числа стволов, их близости друг к другу, малых длинах стволов, фрактальной структуре стволов.

Далее рассчитываются чистый дисконтированный доход (ЧДД) или индекс доходности (ИД) и определяются их максимумы. Выбирается та система дренажа и длина стволов, которая приводит к экстремуму экономических показателей. Решение задачи является геолого-

экономическим и должно рассчитываться для каждого объекта разработки и скважины отдельно (рис. 20, 21).



*Рис. 20 – Пример определения оптимальной длины ГС для заданных условий*



*Рис. 21 - Пример определения оптимального количества стволов модельной МГС для заданных условий*

### Описание восстановления давления для СГО

Для решения данной задачи Хайруллин М.Х. и соавторы [8] используют разбиение ствола на сегменты. Задача нестационарного притока решается методом конечных элементов. Предполагается, что скважина находится в центре параллелепипеда, на гранях которого заданы граничные условия. В этом случае появляются дополнительные

неизвестные, что приводит к возникновению некорректной задачи. Для ее решения авторы используют методы регуляризации. К замечаниям можно отнести то, что реальная область фильтрации может отличаться от формы параллелепипеда, а применение метода конечных элементов является достаточно трудоемким процессом.

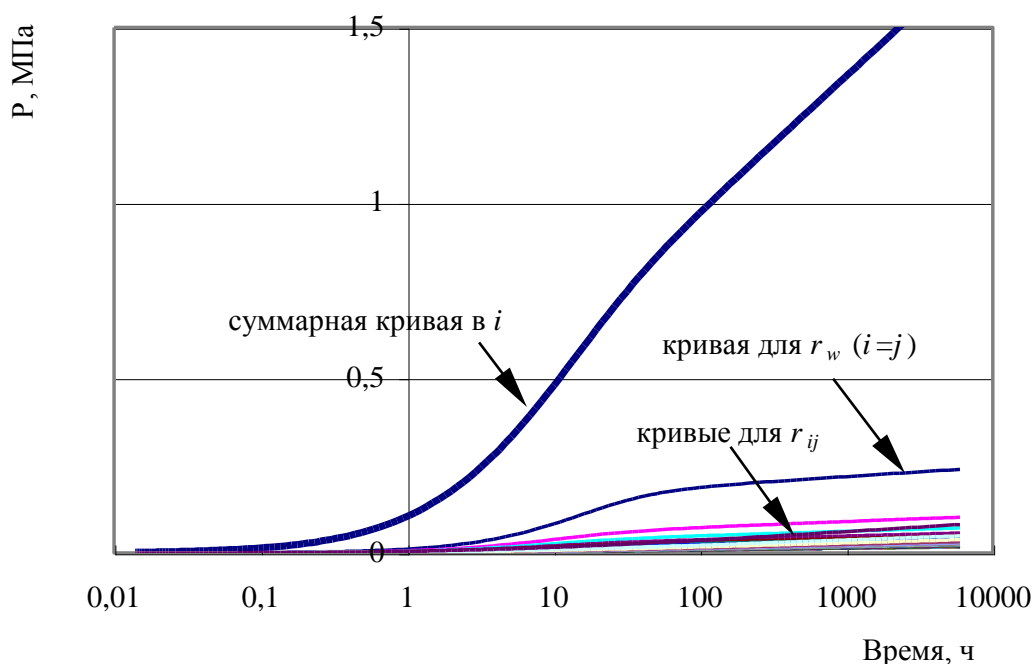
В работах Ouyang L.B., Aziz K. и Wolfsteiner C., Durlofsky L.J., Aziz K. [6,7] также используется область фильтрации, представляющая собой параллелепипед. Однако в отличие от конечно-разностных методов, используемых Хайруллиным М.Х. и соавторами [8], применяется полуаналитический подход, основанный на совместном решении трехмерного уравнения пьезопроводности и уравнений, описывающих течение жидкости в стволе скважины. Считается, что в каждом сегменте ствола СГО неизвестны потенциал и дебит. Предлагаемый подход, как отмечают авторы, позволяет уменьшить время счета по сравнению с конечно-разностным моделированием и вместе с тем имеет высокую точность расчетов. Несмотря на то, что алгоритм описывает неустановившуюся фильтрацию, результаты интерпретации КВД в этих работах не приводятся.

Ниже предлагается достаточно простой подход интерпретации КВД для скважин с горизонтальным окончанием [12]. При этом область питания скважины определяется траекториями стволов, а не представляет собой параллелепипед, как это предполагалось в отмеченных ранее работах. В основе метода используются: безразмерный профиль притока, полученный при моделировании установившейся фильтрации жидкости, и метод суперпозиций.

Величины дебитов узлов, отнесенные к суммарному дебиту скважины, для модели однородного пласта зависят только от геометрии стволов и не являются функцией депрессии, дебита и гидропроводности. Поэтому, зная дебит скважины и безразмерный профиль притока, можно

задать начальные дебиты для каждого узла. Далее, рассчитав давления  $P(r_{ij}, t)$ , согласно правилу суперпозиций производится суммирование изменений давления для некоторого рассматриваемого  $i$  узла (рис. 22):

$$P_i(t) = \sum_{j=1}^n P(r_{ij}, t). \quad (5)$$



**Рис. 22 - Пример суммирования давления в  $i$  узле**

При  $i=j$  в качестве расстояния принимается радиус скважины  $r_{ij}=r_w$ .

Расстояния  $r_{ij}$  изменяются от радиуса скважины до длины ствола, в связи с чем невозможно использовать уравнения, полученные для точечного стока. Поэтому для описания давления  $P(r_{ij}, t)$  использовалось уравнение пьезопроводности в пространстве Лапласа, которое впоследствии численно решалось при помощи алгоритма Стефеста<sup>2,4</sup>:

$$\Delta P_{di}(u) = \frac{1}{u \left[ u C_D + \frac{1}{S + K_0^1(\sqrt{uf(u)})} \right]},$$

$$\text{где} \quad K_0^1(\sqrt{uf(u)}) = \frac{K_0(r_D \sqrt{uf(u)})}{\sqrt{uf(u)} K_1(\sqrt{uf(u)})}, \quad (6)$$

здесь  $K_0$ ,  $K_1$  модифицированные функции Бесселя второго рода нулевого и первого порядка,  $u$  – оператор Лапласа,  $S$  – скин-эффект,  $C_D$  – безразмерный коэффициент притока,  $\Delta P_{di}$  – безразмерное изменение давления,  $\omega$  – емкостный коэффициент,  $\lambda$  – безразмерный коэффициент массообмена между матрицей и трещинами.

Для порового пласта  $f(u)=1$ , для пласта с двойной пористостью

$$f(u) = \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda}.$$

Использование алгоритма Стефеста к уравнению (6) при  $S=0$  и  $C_D=0$  позволило учесть весь спектр значений параметра  $fo = \chi t / r^2$  – от малых, когда справедливо коренное уравнение, до больших значений  $fo$ , при которых используется известная логарифмическая функция.

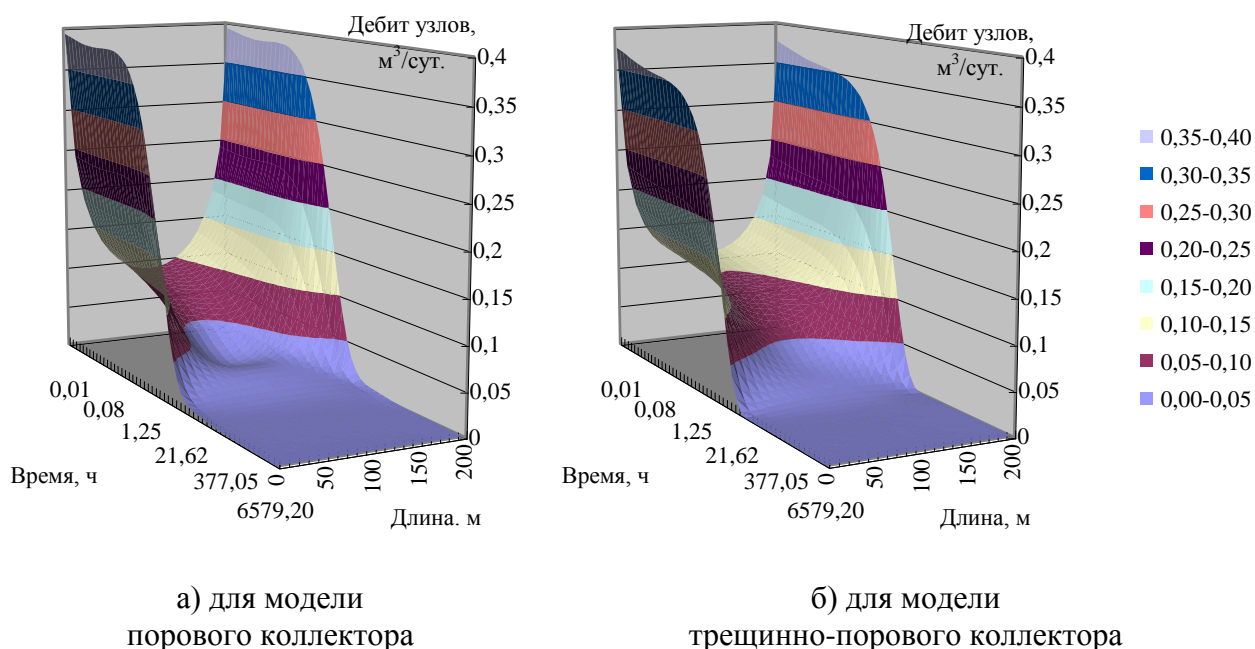
При подсчете суммарных давлений для различных узлов обнаружилось, что они имеют отличие за исключением начального и конечного участков КВД. На самом деле разность давлений приводит к возникновению перетоков в стволе остановленной скважины, а само давление по длине ствола за исключением гидростатической составляющей практически одинаково. Поэтому для исключения различия давлений следует подсчитать давление для каждого узла и определить среднеарифметическое давление на каждом временном шаге:

$$P(t) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i(t). \quad (7)$$

Получаемые среднеарифметические значения давления являются искомой расчетной КВД. Проверка показала, что суммирование давления на каждом временном шаге удовлетворяет условию:  $\sum_{j=1}^n \pm Q_j(t) = 0$ .

Величина перетоков значительным образом зависит от скин-эффекта, конфигурации стволов и коэффициента пьезопроводности. При малых значениях пьезопроводности величина перетоков имеет

максимальные значения. Отмечается, что в первое время после остановки скважины идет переток от центральных узлов к крайним. Впоследствии по истечении времени картина меняется на противоположную, величина перетоков уменьшается, и при большом времени перетоки исчезают (рис. 23а). В среднем максимальная величина перетоков составляет 0,2-0,7 от дебита узлов. Аналогичные тенденции наблюдаются для многоствольных скважин. Для модели трещинно-порового коллектора перетоки имеют меньшую величину (рис. 23б), что вызвано влиянием массообмена между трещинами и блоками.



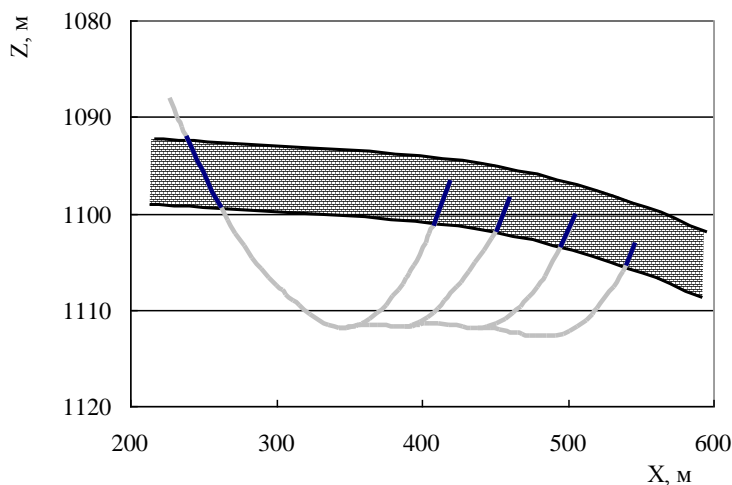
**Рис. 23 - Профили притока во времени для ГС**

Для учета сходимости линий тока к столу скважины предлагается использование следующего выражения для псевдоскин-эффекта для горизонтальной скважины:

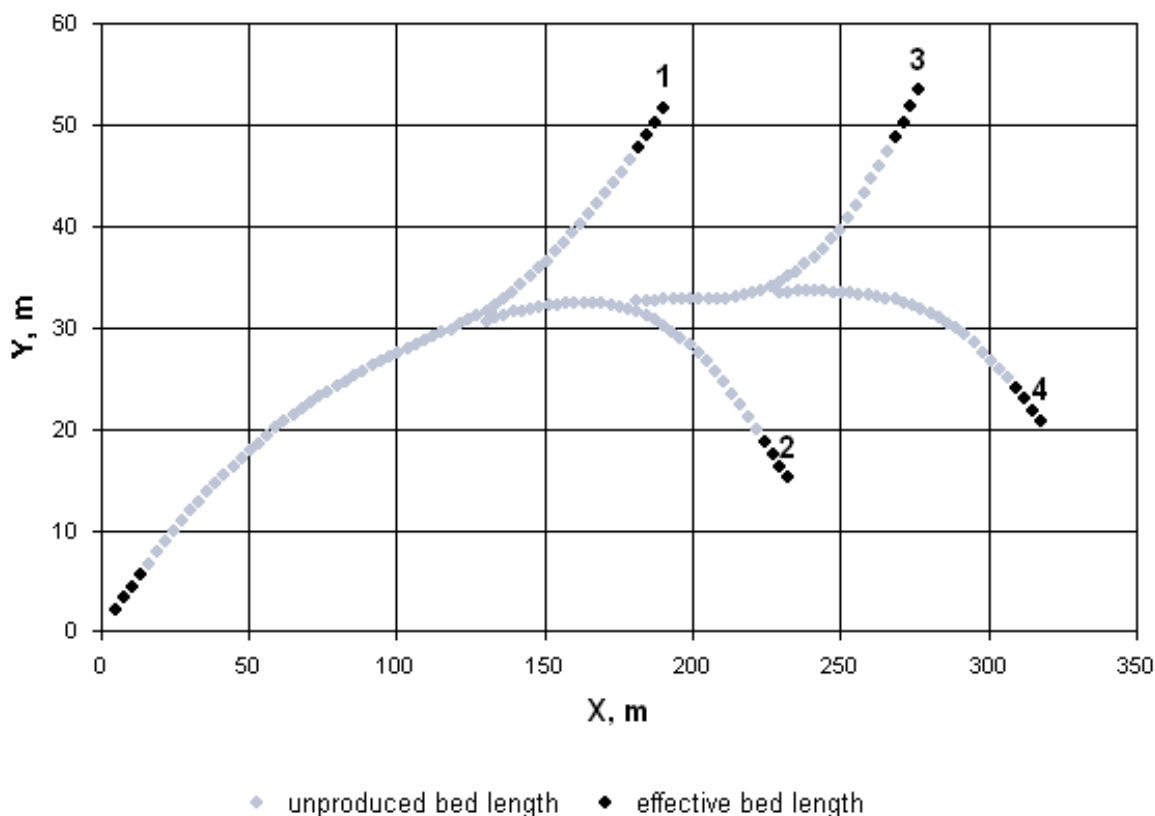
$$S_{HW} = \frac{h/L}{\sqrt{k_z/k_r}} \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w} \left( 1 + \frac{1}{\sqrt{k_z/k_r}} \right) \sin \frac{\pi B}{h} \right). \quad (8)$$

Учёт данного параметра необходим для пластов большой толщины или для СГО, проведенных в пласте с низким коэффициентом вертикальной проницаемости.

В рамках предлагаемого подхода возможен учет работающих участков стволов. В этом случае предполагается, что остальная часть стволов попала в неколлектор (рис. 24, 25), а работающие участки имеют гидродинамическую связь по пласту.

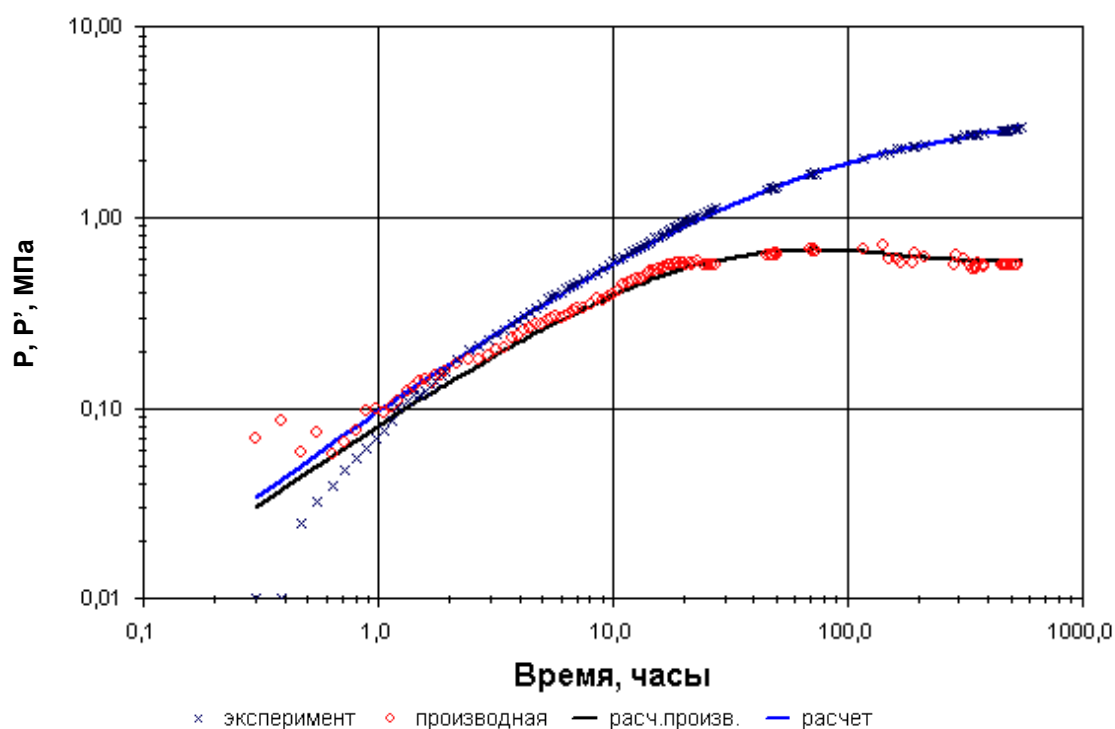


**Рис. 24 - Пример учета работающих участков ствола в скважине №8249гр**

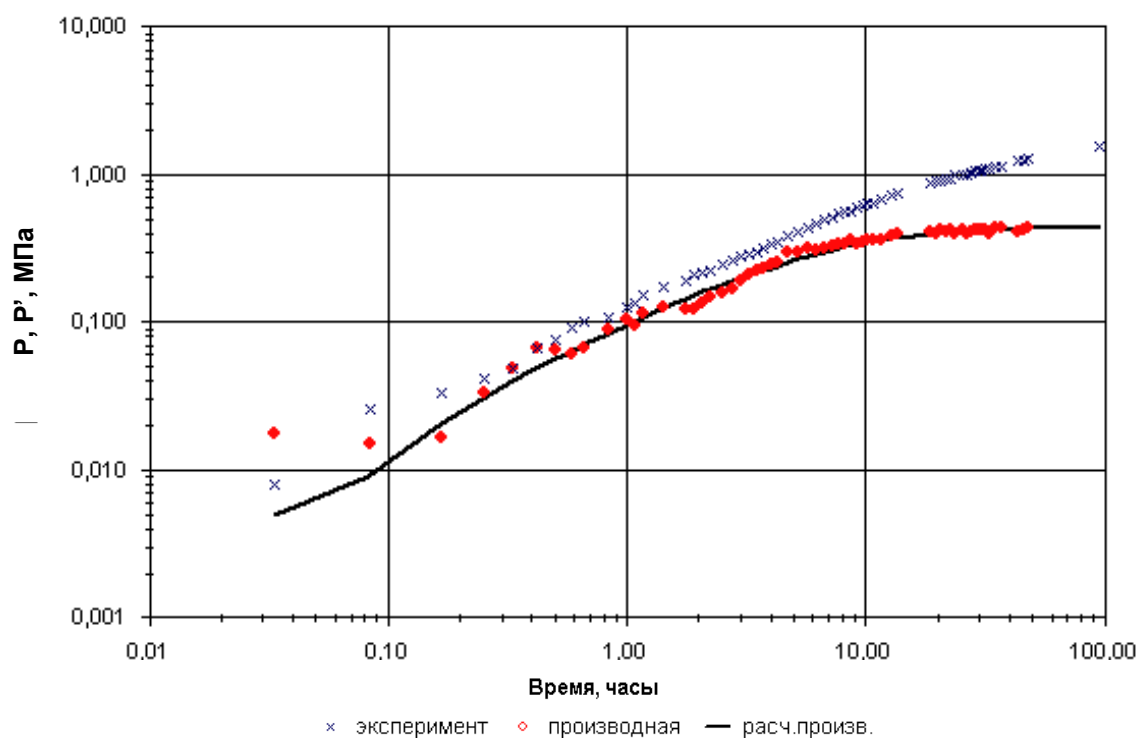


**Рис. 25 - Выделение работающих участков стволов в скважине №8249гр**

Пример интерпретации КВД по предлагаемому алгоритму приведен на рис. 26, 27. Результаты интерпретации представлены в табл. 1.



**Рис. 26 - Билогарифмический график давления и логарифмической производной для скважины №8249г**



**Рис. 27 - Билогарифмический график давления и логарифмической производной для скважины №1041**

Таблица 1

*Результаты интерпретации КВД для скважин №8249 гр и 1041*

Номер скважины	8249	1041
Дебит, м <sup>3</sup> /сут.	6,9	9,5
Обводненность, %	2	10
Пластовое давление, МПа	6,0	5,7
Забойное давление, МПа	3,1	4,1
Продуктивность, м <sup>3</sup> /(сут.МПа)	2,3	6,2
Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> ·м/(Па·с)	9,4	19,5
Скин-эффект	0,1	0
Параметр ОП	0,95	1
Работающие интервалы стволов, %	12	55

В процессе интерпретации различных КВД было замечено, что точность совпадения экспериментальных и расчетных значений в значительной степени зависит от выделения работающих участков стволов, в связи, с чем этой задаче необходимо уделять первоочередное внимание. Величина скин-эффекта также существенно зависит от выделения работающих участков. В связи с этим, при отсутствии этой достоверной информации определение фильтрационных параметров призабойной зоны возможно лишь приближенно.

В целом, при увеличении скин-эффекта и уменьшении суммарной длины работающих участков максимум производной увеличивается. И тот, и другой фактор свидетельствуют о неполном потенциале работы скважины.

Разработанный алгоритм внедрен в качестве внешней модели в программу Saphir (рис. 28, 29). Тестирование программы проводилось на ГС, рассчитанных в Saphir [13].

Разработанная программа позволяет заменить 5 моделей Saphir, представленных на рис. 30.

**Model**

Analytical | Numerical

Option: External model

Wellbore model: N/A

☐ use well intake

Well model: nonconv-well 16/8/16

☐ rate dependent skin ☐ add other wells

☐ time dependent skin

Reservoir model: Homogeneous

☐ horizontal anisotropy ☐ impose pi

Boundary model: Parallel faults

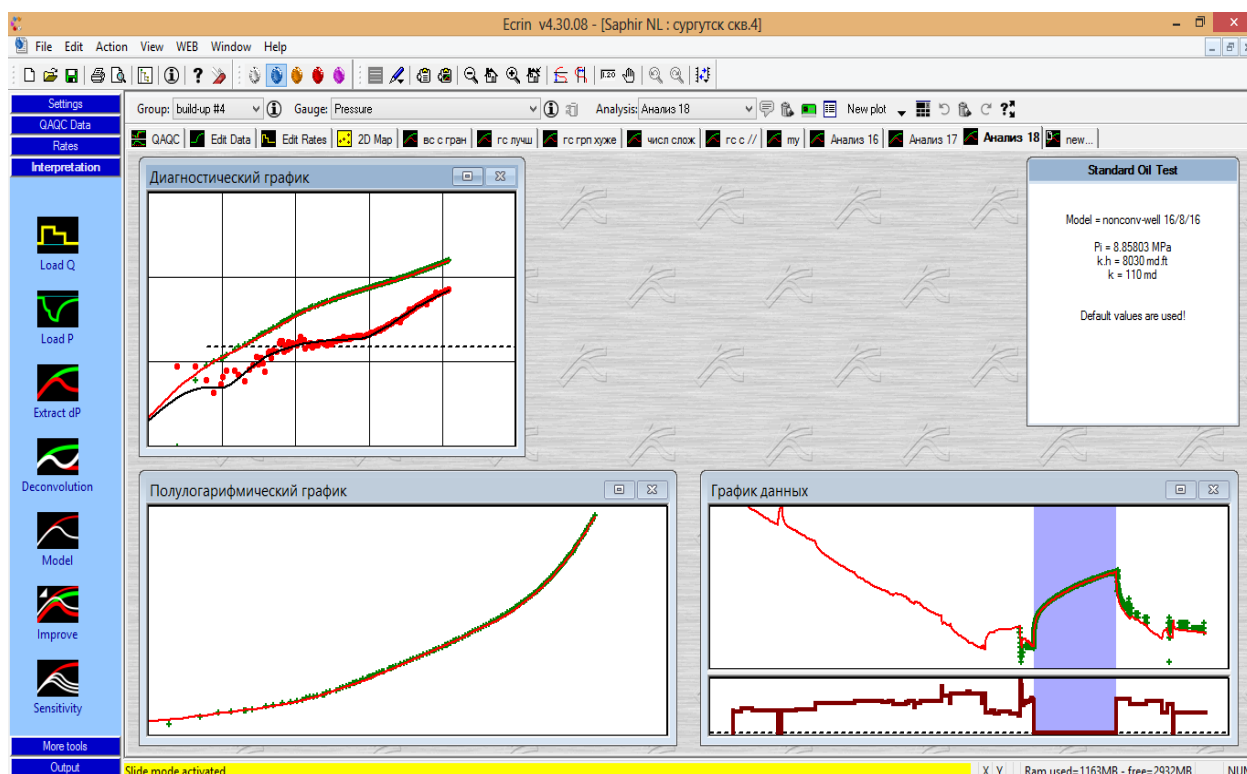
☐ show p-average

Parameter	Value	Unit	Pick
<b>Well &amp; Wellbore parameters (Иссл.скважина)</b>			
C	0.725291	bb/psi	
<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>			
Pi	8.85803	MPa	
k.h	8031.74	md.ft	
Zw	36.0892	ft	
kz/kr	0.0297034		
Skin	-0.870764		
S	No flow	90.7525	ft
N	No flow	1280.33	ft

☐ new analysis ☐ keep opened

Settings Справка Отмена Generate

*Рис. 28 – Пример ввода исходных данных в программу Saphir*



*Рис. 29 – Пример интерпретации КВД для многоствольной скважины.*

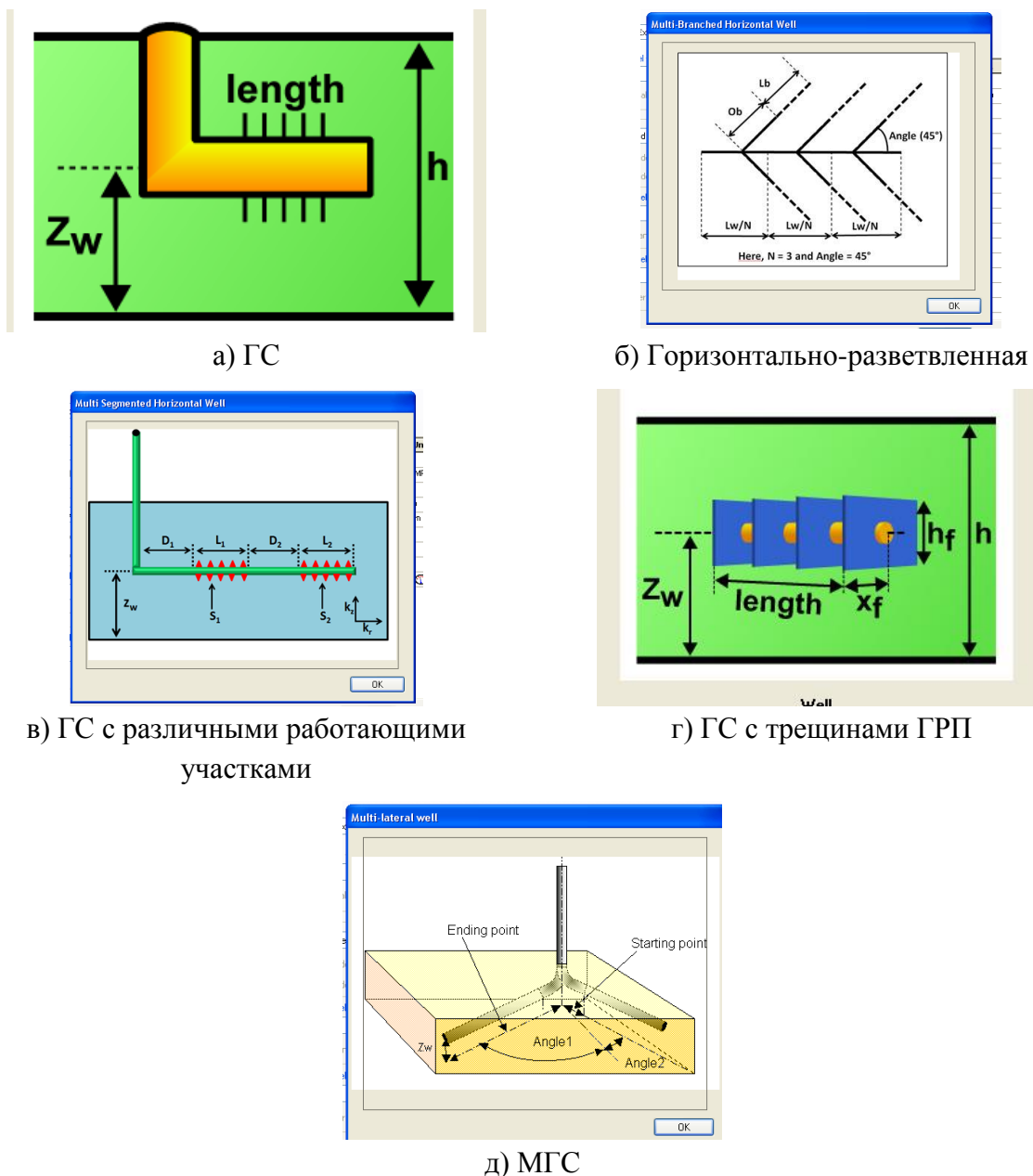


Рис. 30 – Основные модели Saphir для СГО

### Основные выводы

Таким образом, предложены методы расчета установившейся и неустановившейся фильтрации жидкости к стволам скважин сложной архитектуры. В основе методов используются моделирование стволов набором узлов и метод суперпозиций. Предлагаемые подходы справедливы и любого расположения работающих участков стволов. Преимуществом предлагаемых методов является значительное снижение

трудоемкости расчетов по сравнению с использованием конечно-разностного моделирования, что позволяет широко использовать их для проведения оперативных расчетов и интерпретации КВД различных СГО.

### Список литературы

1. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Чекушин В.Ф. Обоснование конструкции горизонтальных и многоствольно-горизонтальных скважин для освоения нефтяных месторождений. – М.: Издательство «Техника». ООО «Тума групп», 2001. – 192 с.
2. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. М.: Недра. – 1969. – 192 с.
3. Butler R.M. Horizontal wells for the recovery of oil, gas and bitumen. Petroleum Society Monograph, 1997, p. 224.
4. Басниев К.С., Алиев З.С., Черных В.В. Методы расчетов дебитов наклонных и многоствольных горизонтальных скважин. – М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 1999.
5. Иктисанов В.А. Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин.- Казань: Изд-во «Плутон», 2007. – 124 с.
6. Ouyang, L.B., Aziz, K. A.: “General Single-Phase Wellbore/Reservoir Coupling Model for Multilateral Wells”, SPE FE, Vol. 4, No. 4, Aug., 2001: pp. 327-335.
7. Wolfsteiner, C., Durlofsky, L.J., Aziz, K.: “Approximate Model for Productivity of Nonconventional Wells in Heterogeneous Reservoirs”, SPE Journal, Vol. 5, No. 2, June, 2000: pp. 218-226.
8. Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации / М.Х. Хайруллин, Р.С. Хисамов, М.Н. Шамсиев и др. // М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006.- 172 с.
9. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. - М.: Недра, 1964. – 154 с.
10. Патент на изобретение 2488686 Способ разобщения и управления выработкой запасов, дренируемых горизонтальной скважиной, и устройство для его осуществления// Хисамов Р.С., Нуриев И.А., Абдрахманов Г.С. и др., опубл. Бюл. №21 от 27.07.2013.
11. Иктисанов, В.А. Регулирование выработки запасов нефти из неоднородного коллектора, разрабатываемого высокотехнологичными горизонтальными скважинами / В.А. Иктисанов // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 11. – С. 31-35.
12. Иктисанов, В.А. Методы расчета продуктивности и интерпретации КВД для скважин сложной архитектуры // SPE paper 133477, Москва 26-28 октября 2010.
13. Allain O., Tauzin E. et al. Dynamic Flow Analysis//KAPPA – 2007.

**Сведения об авторах**

*Иктисанов Валерий Асхатович*, доктор технических наук, профессор, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: [iktissanov@tatnipi.ru](mailto:iktissanov@tatnipi.ru)

**Authors**

*V.A. Iktisanov*, Dr.Sc, Professor, TatNIPIneft—PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: [iktissanov@tatnipi.ru](mailto:iktissanov@tatnipi.ru)

**Иктисанов Валерий Асхатович**

**423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,**

**г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32**

**тел.: 8(85594) 78-935**

**E-mail: [iktissanov@tatnipi.ru](mailto:iktissanov@tatnipi.ru)**