

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов

Направление подготовки Нефтегазовое дело

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема диссертации

ВЛИЯНИЕ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ НА СНИЖЕНИЕ
КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН С ТРЕЩИНАМИ
ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

УДК 622.276.66-044.342

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5В	Сундетов Максим Есенович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов В.Н.	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

По разделу ВКР, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Т.Ю.	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

Томск – 2017 г.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	16
1.1 Общие сведения о месторождении V	16
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения V.....	18
1.3 Состояние разработки месторождения V	26
2 ОСОБЕННОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНЕ С ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА	32
2.1 Математические модели фильтрации флюида	32
2.2 Гидравлический разрыв пласта как метод увеличения производительности добывающих скважин.....	38
2.3 Безразмерные характеристики массопереноса	43
2.4 Режимы течения флюида к скважине с трещиной ГРП.....	44
3 РАСЧЕТ СНИЖЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН С ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА	54
3.1 Форма расчета технологических показателей ГТМ.....	54
3.2 Выбор скважин для оценки.....	56
3.3 Расчет технологических показателей ГТМ с учетом неустановившегося режима течения.....	58
4 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА	71
4.1 Расчет дополнительной добычи нефти.....	72
4.2 Данные для экономического анализа.....	73
4.3 Расчет показателей оценки экономической эффективности ГРП ...	73
4.4 Анализ чувствительности	76

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	79
5.1 Производственная безопасность	80
5.2 Экологическая безопасность.....	87
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
5.4 Особенности законодательного регулирования проектных решений	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ	94
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	95
ПРИЛОЖЕНИЕ А	97

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большая часть запасов углеводородов приходится на трудноизвлекаемые, которые требуют применения новых подходов к разработке месторождений. Свои особенности проявляются для низкопроницаемых пластов, где длительность эксплуатации скважин на неустановившихся режимах, велико и может достигать нескольких месяцев. Данный период значительно влияет на динамику снижения добычи нефти за счёт снижения коэффициента продуктивности. В связи с этим приобретают актуальность модели, описывающие взаимодействие пласта и скважины на различных режимах работы.

Рентабельность разработки низкопроницаемых пластов обеспечивает проведение гидравлического разрыва пласта как на нововведенных скважинах, так и в рамках проведения геолого-технических мероприятий.

После проведения гидроразрыва в пласте проявляются неустановившиеся режимы течения, отличные от радиального, во время которых происходит дополнительное снижение производительности скважин.

Точная оценка снижения коэффициента продуктивности на неустановившихся режимах течения имеет важное значение для эффективного планирования разработки месторождения и подбора подземного оборудования при пуске скважин в эксплуатацию.

Актуальность данной темы заключается в разработке аналитических методов оценки производительности скважин. Высокая эффективность извлечения трудноизвлекаемых запасов достигается при помощи создания математических моделей и программных продуктов, позволяющих подбирать эффективные методы разработки низкопроницаемых пластов. Также очень важным нюансом является расчет технологических показателей работы скважин при наличии трещин ГРП.

Целью данной работы является оценка влияния неустановившегося режима на количественное снижение коэффициента продуктивности скважин с гидроразрывом месторождения V.

В рамках поставленной цели решались следующие задачи:

1. Рассмотреть различные режимы течения в скважинах с трещинами ГРП;
2. Подобрать модель для теоретического расчета коэффициента продуктивности и провести аналитический расчет по выбранной модели;
3. Сопоставить полученные результаты падения коэффициента продуктивности с фактическими темпами падения;
4. Оценить расчетное снижение коэффициента продуктивности и сопоставить его с плановыми показателями;
5. Сравнить теоретический экономический эффект от проведения ГТМ с плановым.

Защищаемые положения:

1. Установлено, что текущая форма расчета технологических показателей ГТМ не эффективна для прогнозирования запускных параметров скважин после проведения ГРП.
2. Доказано, что модель расчета, основанная на анализе геометрии трещины и площади дренирования, имеет лучшую сходимость данных и более пригодна для прогнозирования ГТМ ГРП.

АННОТАЦИЯ

В настоящее время большая часть запасов углеводородов приходится на трудноизвлекаемые, которые требуют применения интенсификации притока в виде гидравлического разрыва пласта. Длительность эксплуатации скважин на неустановившихся режимах для низкопроницаемых пластов после ГРП, велико и может достигать нескольких месяцев. Данный период значительно влияет на динамику снижения добычи нефти за счёт снижения коэффициента продуктивности.

Данная выпускная квалификационная работа посвящена оценке влияния неустановившегося режима течения на количественное снижение коэффициента продуктивности скважин с гидроразрывом и совершенствованию метода расчета снижения коэффициента продуктивности на неустановившемся режиме течения к скважине с трещиной ГРП.

В первой части диссертационной работы рассматриваются общие сведения о месторождении, его расположение, геолого-физическая характеристика. Представлено текущее состояние разработки месторождения. В силу геологических и технологических особенностей на базовом фонде месторождения значительное количество скважин разрабатывается с совместной эксплуатацией объектов разработки. Прирост добычи нефти в связан с форсированием темпов разработки и ускоренным темпом реализации проектных геолого—технических мероприятий. Большое количество скважин вскрываются с ГРП, вследствие чего наблюдается значительное дополнительное превышение добычи нефти над проектными значениями.

Во второй части диссертационной работы рассматриваются основные особенности фильтрации жидкости в пласте к скважине с трещиной ГРП. Основой исследования изменения коэффициента продуктивности служит дифференциальное уравнение фильтрации флюида в пористом коллекторе. Оно же включает в себя понятие уравнения пьезопроводности, которое

служит математической основой теории гидродинамических исследований. Проведение ГРП в скважине значительным образом изменяет поведение давления в период неустановившегося режима течения по результатам гидродинамических исследований скважин. В течение исследования могут развиваться различные структуры потока (линейный в трещине, билинейный, линейный в пласте, радиальный).

В третьей части диссертационной работы проводится анализ модели, подобранной для расчета коэффициента продуктивности, а также сравнение данных полученных при помощи расчетной модели с плановыми и фактическими показателями. В работе рассмотрены 2 различных подхода к оценке времени выхода на установившийся режим. Первый подход к определению времени выхода на установившийся режим основан на площади дренирования скважины и используется в настоящее время. Вторым подходом, используемым в данной работе связан с информацией о геометрии трещины, который позволяет проводить расчет временных интервалов каждого из режимов течения, возникающих в пласте. Подобранная модель для аналитического расчета снижения коэффициента продуктивности имеет меньшую погрешность по сравнению с формой расчета плановых показателей, используемой в данный момент в практике.

В четвертой части диссертационной работы проведен расчет экономической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта. Также проведен расчет стоимости затраченных материалов и услуг, на проведение основного гидравлического разрыва пласта с дополнительными затратами и анализ чувствительности ЧДД проекта к различным факторам. Фактический срок окупаемости затрат на проведение ГРП составляет длительный период, на что значительно влияет обводненность продукции. Таким образом проведение ГРП на скважинах с обводненностью выше 80% имеет большой риск не только из-за прорыва воды, но также по причине нерентабельности, и срок окупаемости таких ГТМ может превышать остаточный срок работы скважины

В пятой части диссертационной работы рассмотрена социальная ответственность оператора добычи нефти и газа. Описаны виды вредного воздействия на окружающую среду. Проведен анализ всех опасных и вредных факторов рабочей зоны. Для проведения работ по анализу и прогнозированию ГТМ у операторов имеется определенное рабочее место, на котором должна быть соблюдена техника безопасности для ведения различного рода работ. Условия работы оператора ДНГ характеризуются совокупным воздействием многих факторов, таких как вибрация, шумы, отклонение микроклимата, механическое травмирование, электрический ток, пожаро-взрывоопасность, утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Features of fluid filtration for wells with hydraulic fracturing

1. Basic Fluid-Flow Equation

The law of conservation of matter, Darcy's Law, and equation of state together constitute the diffusivity equation. This equation describes the processes of fluid flow in a porous medium to well in formation. The diffusivity equation in radial coordinates can be expressed as:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad r > 0 \quad t > 0 ,$$

where $p=p(r,t)$ – pressure in formation, r – radial coordinate, t – time.

The derivation of equation was presented by Matthews and Russel. They showed the importance of the assumptions of horizontal flow, a single fluid of small and constant compressibility, negligible gravity effects, a homogeneous and isotropic porous medium and application of Darcy's law, and also marked that parameters have to be independent from pressure to find the solution of equation.

It is important to take into account initial and boundary conditions to solve the diffusivity equation.

Initial condition:

$$P(r, t)|_{t=0} = P_i$$

where P_i – initial formation pressure.

For solution of diffusivity equation boundary conditions comprise inner and outer conditions.

Set up of boundary conditions is important for analytical solution. The work of the well with constant bottomhole pressure or with constant rate (constant terminal rate and constant terminal pressure) is considered for internal conditions (inner):

Constant terminal pressure assumption is:

$$P(r, t)|_{r=r_w} = const$$

where r_w – wellbore radius.

Constant terminal rate assumption is:

$$Q(r, t)|_{r=r_w} = Q_{sf} = const$$

$$\text{where } Q(r, t)|_{r=r_w} = \frac{2\pi kh}{\mu B} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r_w} -$$

- liquid rate at the bottom of the well, h – effective formation thickness,

B – liquid formation volume factor.

To consider wellbore storage effect:

$$Q_{sf}B - Q_{wh}B = C_s \frac{\partial P}{\partial t} \Big|_{r=r_w}, \quad Q_{wh} = const$$

where Q_{wh} – liquid rate at the surface, C_s – wellbore storage coefficient. For the formation there are different external boundary conditions:

$$P|_{r \rightarrow \infty} = P_i \quad \text{npu} \quad t > 0$$

$$P|_{r=r_e} = P_i \quad \text{npu} \quad t > 0$$

$$\frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r=r_e} = 0 \quad \text{npu} \quad t > 0$$

where r_e – radius of the formation.

For the assumption the well is located in the porous medium of infinite radial extent. For a finite size reservoir considering any pressure disturbance generated at the well never reaches the external boundary of the reservoir and pressure saves at the initial pressure this boundary condition is valid. Assumptions describe the cases, in which the well is located in the center of a cylindrical reservoir of radius with a constant pressure, which is equal to the initial pressure, maintained along the external boundary, or there is no flow across the external boundary. To account skin-factor for the wellbore radius it is necessary to use effective wellbore radius.

2. Unsteady-state flow regime

The unsteady flow regime gives an opportunity of formation parameters estimation (the time from well's start until the influence of boundaries).

The duration of unsteady-state flow regime is relatively short after some pressure disturbance has been created in the reservoir. For the radial flow model, this pressure disturbance is created by change of the well's production rate in vicinity of the wellbore $r = r_w$. Applicability of transient flow is valid when the pressure response in the formation is not influenced by the presence of the external boundary. For this case the reservoir is considered infinite in extent. This application is used in the well test analysis in which the well's production rate is deliberately changed and the obtained pressure response in the wellbore is tested and examined. The boundary will not be reached and the reservoir is considered infinite unless the reservoir is very small.

The complex solution of equation for transient period is characterized that both the pressure and pressure derivative, regard to time, are themselves functions of both position and time, thus:

$$P = g(r,t) \quad \text{and} \quad \frac{dP}{dt} = f(r,t) .$$

At the start, due to fluid motion and expansion, the pressure disturbance, is localized in a region in vicinity of the center of well, but progressively moves further out into the formation.

The “drawdown” is the difference between the initial pressure P_i and that pressure in the well ($r = r_w$) which increases with the depth of propagation of the pressure disturbance into the formation.

The process of pressure disturbance initializes from the wellbore to the outer boundary after start of the well. It is called transient flow period, time during which the pressure disturbance attains the external boundaries of drainage area. Duration of transient flow period t_{pss} (hour) for circular drainage area with radius can be found using equation:

$$t_{pss} = \frac{\phi\mu c_t \pi r_e^2}{0,0036k},$$

where ϕ – porosity, fractions.; μ – fluid viscosity, mPa*s; c_t – total compressibility, atm⁻¹; k – permeability, mD.

Low permeability formations are characterized by long duration of this period. For this case, it is important to find productivity index at transient flow period (PI_t) as:

$$PI_t = \frac{q_s}{P_e - P_{wf}(t_p)}.$$

According to the Figure 1.4, the value of productivity index depends on time, especially when flowing time is short, i.e. starting production rate is very high. It is important to point out that the transient productivity index is much higher than the steady value. The transient productivity index is given by the following equation according to the theory of constant rate drawdown:

$$PI_t = \frac{2\pi kh}{B\mu\left(\frac{1}{2} \ln \frac{4kt}{\gamma\phi\mu c_t r_w^2} + s\right)}.$$

3. Main features of the wells intercepted by hydraulic fracture in low permeability reservoirs

In the case of formations with low permeability duration of unsteady-state period flow is much longer than in high permeability reservoirs. The calculation of productivity index is very important in low formations with wells, intercepted by hydraulic fracturing.

To define reservoir parameters and estimate well conditions it is common practice to conduct transient pressure well test analysis. For the conventional methods of transient well test analysis interpretation the radial flow theory is used as the basis. Particular features appear for methods in the case of hydraulic fracture

presence in the well because for this case the different types of flow reveal itself at different times.

Unlike unfractured wells in the wells with hydraulic fracturing the different flow behavior reveals and, as was estimated, application of pressure analysis methods based on radial flow theory for these cases can yield wrong results.

Various studies were done to elucidate different flow regimes for fractured wells. Initially, most studies were related to steady state flow for fractured wells and both vertical and horizontal wells were inspected to estimate the effect of fracture on well productivity.

Originally, Dyes et al conducted the study on the unsteady-state flow behavior for wells with fracture and then Lee using a numerical simulator presented the work about the effect of both horizontal and vertical finite conductivity fractures and presented correlations to find fracture and reservoir characteristic parameters.

The “linear flow graph” was presented by Clark and Millheim and Cichowicz. They marked that a graph of wellbore pressure P_{wf} versus $2\sqrt{t}$ yields a straight line. Sawyer et al conducted studies for the wells with the finite conductivity fracture using the numerical simulator. They marked that usage of the theory of infinite fracture conductivity can yield erroneous result when estimating well performance.

After studies and reexamining of the solutions for fractured wells under transient flow period Gringarten, Ramey and Raghavan presented three models: infinite conductivity vertical fracture, uniform flux horizontal fracture and uniform flux vertical fracture. These models indicate three flow periods: linear flow, transition and pseudo-radial flow. The type curve analysis was introduced as the effective tool for estimation of fracture and formation parameters.

But after that Cinco et al pointed out that when the dimensionless fracture conductivity is less than 300 the validation of infinite fracture conductivity is not true. They introduced a model of finite fracture conductivity and marked that for

this model type the linear flow period does not appear and usage of linear flow graph can lead to erroneous results. Later, Agarwall approved this consideration.

Cinco and Samaniego presented the general theory for the unsteady flow towards vertically fractured wells in 1981. They marked that fracture with low conductivity shows the “bilinear flow period” in addition to the linear and pseudo-radial flow periods. The pressure data graph versus ${}^4\sqrt{t}$ yield a straight line for bilinear flow period. They introduced new type curves in data analysis for this unique problem.

4. Transient pressure analysis methods

Different type graphs are used for methods of interpretation of pressure transient data. Different flow periods may be identified using these methods since data of a test may correspond to various flow regimes. Special graphs for each flow regime are used for this purpose, such as a graph of dP versus ${}^2\sqrt{t}$ for linear flow period, a graph of dP versus ${}^4\sqrt{t}$ for bilinear flow period and for pseudo-radial flow the semilog graph (dP versus log t).

For the general solution of pressure behavior in a reservoir the dimensionless functions are used. For fractured wells the general dimensionless functions are:

Dimensionless Pressure Drop for oil well:

$$P_D = \frac{kh\Delta P}{18,41qB\mu}.$$

Dimensionless Time:

$$t_{Dxf} = \frac{0,00036kt}{\phi\mu c_f x_f^2}.$$

Dimensionless Fracture Conductivity:

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{kx_f}.$$

For finite conductivity vertical fractures of small storage capacity, the bilinear flow graph (dP versus ${}^4\sqrt{t}$) was developed. The superposition of two linear

flows describes a behavior of the regime, where one flow is incompressible and occurs within the fracture and the other is a compressible flow in the formation. When the flow into the wellbore is due to the expansion of the system in the formation and fracture tip effects have not been yet affected the well behavior the bilinear flow appears.

For pressure transient test analysis, the dimensionless wellbore pressure change can be written as:

$$P_D = \frac{2,45083}{\sqrt{F_{CD}}} \sqrt[4]{t_{DLf}}.$$

According to this equation the pressure change is both inversely proportional to $\sqrt{F_{CD}}$ and directly proportional to the fourth root of time. A graph of dP versus $\sqrt[4]{t}$ gives a straight line passing through the origin of slope. After the straight line portion, the curve could be concave upwards or downwards depending on fracture conductivity.

The end of bilinear flow at:

$$t_{Def} = \begin{cases} \frac{0,1}{F_{CD}^2} & F_{CD} \geq 3 \\ 0,0205(F_{CD} - 1,5)^{-1,53} & 1,6 \leq F_{CD} < 3 \\ \left(\frac{4,55}{\sqrt{F_{CD}}} - 2,5 \right)^{-4} & F_{CD} \leq 1,6 \end{cases}$$

The log-log graph can be used to identify bilinear flow if the straight line passes through the origin. A graph of $\log dP$ versus $\log t$ yields a straight line of slope 1/4 for pressure data on the bilinear flow period.

For application to both the fracture linear flow and the formation linear flow periods the linear flow graph (dP versus \sqrt{t}) was developed. The fracture linear flow occurs at a very early time and hard for investigation but the investigation of formation linear flow is important. If the fracture (vertical, inclined, horizontal) has high conductivity it shows formation linear flow.

The dimensionless pressure change for this period can be expressed by:

$$P_D = \sqrt{\pi t_{Dx_f}} .$$

The graph of dP versus $2\sqrt{t}$ yields a straight line with slope m_{if} which passes through the origin. Only if the vertical fracture has dimensionless conductivity greater than 300 the linear flow period occurs.

According to equation the formation linear flow begins at:

$$t_{Dbf} = \frac{100}{F_{CD}^2} .$$

End of this flow period at:

$$t_{Delf} = 0,016 .$$

The log-log graph can be used to identify linear flow if the straight line on the linear flow graph passes through the origin. A half slope straight line for pressure data in the linear flow period is exhibited on a graph of dP versus $2\sqrt{t}$.

The semilog graph (dP versus log t) analysis is based on radial flow theory. As was pointed out, the fractured wells exhibit a pseudo-radial flow after all previous flow regimes provided the fracture penetrates less than 1/3 of the drainage radius. For pseudo-radial flow, a graph dP versus log t yields a straight line whose slope is inversely proportional to formation conductivity kh.

The equation to express the pseudo-radial dimensionless pressure drop is:

$$P_{wD} = -\frac{1}{2} Ei - \ln\left(\frac{1}{4t_{Dreff}}\right) \approx \frac{1}{2} (\ln(4t_D) - \gamma) .$$

For oil well:

$$\Delta P = \frac{21,195qB\mu}{kh} (\log t + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3,09232 + 0.86859S) .$$

The slope and from semilog graph may be used to find the formation conductivity (oil well):

$$kh = \frac{21,195qB\mu}{m} .$$

To find skin factor (for oil well):

$$S = 1,1513\left(\frac{\Delta P_{1hr}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3,09232\right) .$$

The following equation may be used to find effective wellbore radius:

$$r_{weff} = r_w \exp(-S).$$

The pseudo-radial flow period for a finite conductivity fracture begins at:

$$t_{Dbs} = 5 \exp(-0,5(\pi F_{CD})^{-0,6}).$$

The fracture acts as a skin so it is not possible to find the fracture parameters during the pseudo-radial flow period.

The following equation can be used to find dimensionless time value at pseudo-radial flow period:

$$t_{Dx_f} = \frac{0,00036kt}{\phi \mu c_t r_{weff}^2}.$$

A graph of (dP versus log t) is an important diagnostic tool. Different slopes (unity, half and quarter) of a straight line from pressure data with a log-log graph can be used as an identification tool for wellbore storage, linear flow, and bilinear flow, respectively.

In addition to log-log graph, a type curve is used to apply the type curve matching technique. Under different conditions of production, a type curve represents the pressure behavior in dimensionless form for a reservoir. The type curve matching method of interpretation is based on the properties of logarithmic scales. It means that the shape of the curve of real data is the same as the shape of the dimensionless pressure behavior curve, as the dimensionless variables are directly proportional to real. Earlougher studied this method of interpretation and gave useful presentation in his work.

For fractured wells, several type curves were developed for pressure transient analysis.

It has the similar shape for different cases and because of that a lot of problems may be solved using it. The type curve matching method represents an instrument to estimate reservoir and fracture parameters as the excellent diagnostic tool for identifying different types of flow. Beside this, the start and end time of each flow period can be estimated.

Gringarten et al have pointed out that the type curve method must be used together with specific methods of analysis to receive reliable results. Also, analysis of production data may be used to estimate fracture parameters in low permeability reservoirs because wells produce principally at constant bottom hole pressure. Nowadays, use of different computer software for pressure transient analysis (PanSystem, Ecrin, etc) is the major help for reservoir engineer.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенного исследования было проанализировано влияние неустановившегося режима течения на снижение коэффициента продуктивности для скважин с трещинами ГРП.

Согласно поставленной цели выпускной квалификационной работы были решены следующие задачи:

1. Рассмотрены различные режимы течения к скважинам с трещинами ГРП;
2. Проведен аналитический расчет по подобранной теоретической модели, проанализированы полученные результаты снижения $K_{пр}$ с фактическими и плановыми показателями;
3. Сопоставлен расчетный экономический эффект от проведения ГТМ с плановым приростом по добыче.
4. Определены параметры экологичности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Анализ, проводимый в рамках данной работы показал, что длительность выхода на установившийся режим может достигать 2-3 месяцев, в течение которых продуктивность скважин с трещинами ГРП может снижаться более чем в 2 раза. Некорректная оценка потенциала скважины может существенно сказаться на отклонении фактических темпов добычи и отбора запаса от плановых значений.

В ходе выполнения проекта была подобрана аналитическая модель расчета снижения коэффициента продуктивности, основанная на геометрии трещины, которая имеет меньшую среднюю погрешность в оценке коэффициента продуктивности и длительности неустановившегося режима (9,1% и 17,6% соответственно) по сравнению с существующей формой расчета технологических показателей ГТМ (67,4% и 81,7% соответственно) и может использоваться на практике для прогнозирования геолого-технических мероприятий.