УДК 622.276

# ИССЛЕДОВАНИЯ КАНАЛОВ СВЕРХПРОВОДИМОСТЕЙ МЕЖСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА

RESEARCH OF CHANNELS OF SUPER CONDUCTIVITY OF THE INTERWELL SPACE

**С. И. Грачев, А. В. Стрекалов, А. Т. Хусаинов**
S. I. Grachev, A. V. Strekalov, A. T. Khusainov

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

*Ключевые слова: модели гидросистем продуктивных пластов (ГПП); режимы работы скважин; забойное давление; гидропараметры; сверхвысокая проводимость*
*Key words: models hydrosystems of productive strata (HPS); modes of wells performance; bottom-hole pressure; Hydroparametrs; ultra-high conductivity*

Наличие в структуре гидросистемы продуктивных пластов (ГПП) каналов со сверхпроводимостью, по мнению самих авторов, проводивших и интерпретирующих результаты трассерных исследований, обусловлено, с одной стороны, природной «макротрещиноватостью», а с другой — формированием трещин вследствие техногенного воздействия на ГПП.

Образование или изначальное существование каналов сверхпроводимости может оказаться как положительным, так и отрицательным фактором разработки и эксплуатации месторождений в зависимости от тех или иных причин.

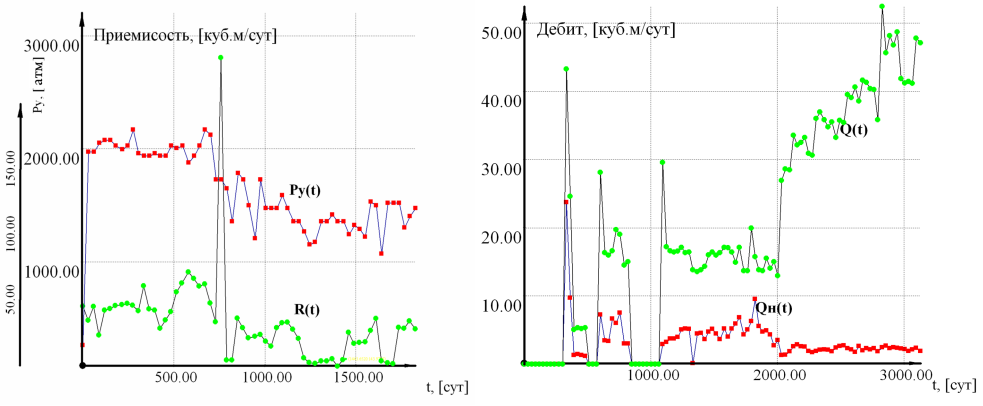
Здесь мы не будем останавливаться на рассмотрении технологических методов использования или предотвращения такой ситуации, а также равновесия положительных и отрицательных свойств такого рода явления. В данной статье также не ставится целью выявить природу такого явления, а скорее предложить более экономичный (в сравнении с трассерными исследованиями или гидродинамическими методами) метод идентификации каналов со сверхпроводимостью на основе математической обработки данных о регистрируемых режимах работы нагнетательных и добывающих скважин.

В качестве прототипа предлагаемого метода была взята за основу идея обработки данных о режимах работы нагнетательных скважин, высказанная в работе [1]. В данной статье предполагался поиск коэффициента проницаемости в зоне воздействия нагнетательной скважины на пласт на основе математической обработки данных динамики приемистости и забойного давления с учетом гидравлического взаимодействия с группой смежных добывающих скважин. Однако предложенный ранее метод не позволял выявить неоднородность проводимости между скважинами, так как предполагалось в качестве неизвестной только величина некой средней проницаемости в окрестности выбранной нагнетательной скважины.

Как показал опыт А. В. Стрекалова и М. Ю. Савастьина по использованию данного метода, он (метод) оказался не применимым в случае, когда в фактической динамике рост приемистости сопровождается падением забойного давления. Естественно, согласно законам гидромеханики, такого не может быть при условии относительного постоянства пластового давления в зонах между скважинами (на середине расстояния между скважинами). Согласно результатам применения метода [2], для адаптации модели систем поддержания пластового давления Северо-Покурского месторождения оказалось, что в 60–70 % нагнетательных скважинах наблюдается подобная картина: рост приемистости во времени периодически сопровождается падением забойного давления. В работе [3] высказано предположение, объясняющее такого рода ситуацию: в нагнетательных скважинах, где рост приемистости сопровождается падением забойного давления, имеет место дестабилизация пластового давления вследствие формирования крупных (длинных) трещин в зону отбора или заколонных перетоков.

Применение предлагаемого здесь метода не ограничивается выявлением только каналов сверхпроводимости и может быть расширено для более общих задач – поиск распределения проницаемости в зонах воздействия на пласт исследуемых групп скважин или месторождения в целом.

В качестве основных исходных данных, необходимых для применения предлагаемого метода, используются данные телеметрии нагнетательного фонда — динамика приемистости в виде табулированной функции $R(t)$ и устьевого давления $p_y(t)$ и данные замеров дебитов жидкости по добывающему фонду скважин также в виде табулированной зависимости — $Q(t)$ (рис. 1).




а б

*Рис. 1.* ***Примеры исходных данных режимов работы нагнетательных и добывающих скважин Ван-Ёганского месторождения:***
*а — динамика устьевого давления и приемистости нагнетательной скв. 306;*
*б — динамика дебитов жидкости и нефти скв. 1748*

Для начала необходимо пересчитать устьевые давления нагнетательных скважин в забойные с учетом гидростатического перепада давления до точки забоя и потерь на гидравлическое сопротивление, которое будет зависеть от длины, внутреннего диаметра, шероховатости и коэффициента искривления насосно-компрессорных труб. Точность пересчета давления в основном зависит от точности расчета потерь на гидравлическое сопротивление, однако благодаря существованию на данный момент большого количества экспериментов по замеру потерь давления при течении воды такой расчет является довольно точным. Мы не будем останавливаться на вопросах расчета потерь давления при течении в цилиндрических трубах, а будем полагать динамику забойного давления — $P(t)$ известной после пересчета относительно известного устьевого — $p_y(t)$.

В первую очередь необходимо наметить потенциальные линии взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами. Для этого можно использовать принцип отсечения по расстоянию (рис. 2 а) или триангуляционную схему на основании метода Делоне (рис. 2 в). Причем, если по всем скважинам имеются замеры забой-

ного давления, то можно учитывать все линии взаимодействия скважин (рис. 2 б). Однако так как в большинстве случаев по добывающему фонду таких замеров очень мало, а их достоверность сомнительна, то будем опираться только на регистрируемые забойные давления в нагнетательных скважинах.

Анализ работы ГПП будем проводить для каждого пласта в отдельности. Причем на каждом этапе в качестве опорной будем выбирать одну нагнетательную и смежные с ней (согласно выбранным линиям взаимодействия) нагнетательные и добывающие скважины.

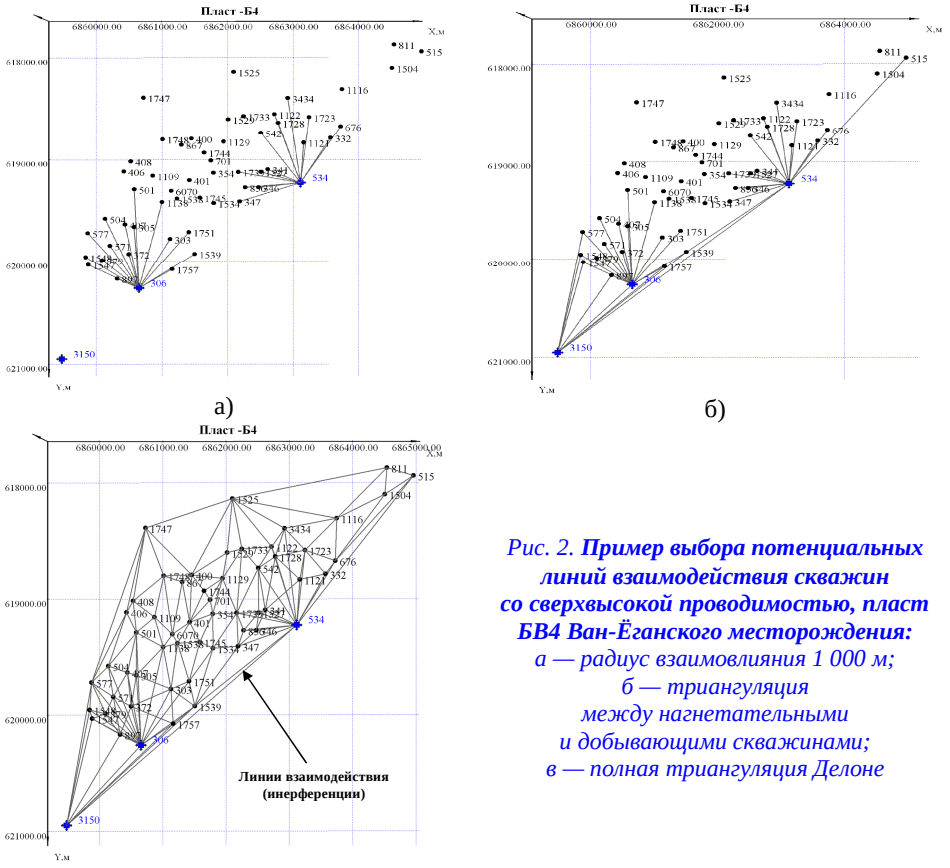



*Рис. 2.* ***Пример выбора потенциальных линий взаимодействия скважин со сверхвысокой проводимостью, пласт БВ4 Ван-Ёганского месторождения:***
*а — радиус взаимовлияния 1 000 м;*
*б — триангуляция между нагнетательными и добывающими скважинами;*
*в — полная триангуляция Делоне*

Таким образом, из общей массы скважин выделим опорную – одну нагнетательную скважину с динамикой — $R_0(t)$, $P_0(t)$ и $N$ смежных с ней скважин с динамикой $Q_i(t)$. Для смежных с нагнетательными скважин величину дебита будем брать с отрицательным знаком. Основная идея метода состоит в теоретическом нахождении динамики забойного давления в опорной нагнетательной скважине — $p_0(t)$ на основании динамики приемистости опорной нагнетательной скважины — $R_0(t)$ и динамик дебитов/приемистостей — $Q_i(t)$ смежных с ней скважин. Причем искомая функция $p_0(t)$ должна рассчитываться исходя из искомых величин проницаемостей (или пьезопроводностей) по выбранным линиям взаимодействия скважин так, чтобы сумма квадратов отклонений в точках фактических замеров забойного давления — $P_0(t)$ сводилась к минимуму:

$$\sum [p_0(t) - P_0(t)]^2 \rightarrow \min,$$

где суммирование происходит по всем доступным замерам забойного давления в опорной скважине.

Для теоретического определения функции $p_0(t)$ будем использовать хорошо известную в подземной гидромеханике зависимость, полученную на основании решения уравнения пьезопроводности, для нахождения изменения давления в точке наблюдения

$$\Delta p(\Delta t) = \sum_{i=1}^{N} \frac{\Delta q_i}{4\pi\varepsilon} Ei\left(\frac{r_i^2}{4\chi\Delta t}\right), \quad (1)$$

где $\Delta p(\Delta t)$ — изменение давления в точке наблюдения за время $\Delta t$; $\varepsilon$ — гидропроводность; $r_i$ — расстояние $i$-ой скважины до точки наблюдения; $\Delta q_i$ — изменение дебита или приемистости за время $\Delta t$; $\chi$ — пьезопроводность; $N$ — количество скважин; $Ei$ — интегрально-показательная функция.

Рассмотрим пример, когда количество выбранных связей (линий взаимодействия) равно количеству смежных скважин $N$, тогда формула (1) изменится подстановкой вместо одной гидропроводности — $\varepsilon$ гидропроводностями по каждой линии взаимодействия

$$\varepsilon_i = \frac{k_i h_i}{\mu}, \quad (2)$$

где $k_i$ — проницаемость по линии взаимодействия опорной нагнетательной скважины и смежной с ней скважины $i$; $h_i$ — средняя эффективная толщина пласта в зоне между скважинами, определяемая по результатам геофизических исследований; $\mu$ — некоторая осредненная динамическая вязкость фильтрующихся нефти и воды в пластовых условиях.

Также вместо одной пьезопроводности следует подставить пьезопроводности, вычисляемые для каждой линии по формуле

$$\chi_i = \frac{k_i}{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n)}, \quad (3)$$

где $\beta_{ж}$ — осредненный коэффициент сжимаемости жидкости; $\beta_n$ — коэффициент сжимаемости породы; $m$ — коэффициент открытой пористости.

Причем, как видно из (7–8), метод будет тем точнее, чем выше будет общая обводненность пласта.

Подставив (2 и 3) в (1), получим

$$\Delta p(\Delta t) = \sum_{i=1}^{N} \frac{\mu\Delta q_i}{4\pi k_i h_i} Ei\left(\frac{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n)r_i^2}{4k_i\Delta t}\right), \quad (4)$$

где $r_i$ — расстояние между забоями опорной скважины и смежными с ней.

Так как опорная нагнетательная скважина оказывает влияние «сама на себя», в формулу (4), помимо влияния режимов смежных скважин, необходимо добавить член, отражающий работу самой опорной скважины:

$$\Delta p(\Delta t) = \frac{\mu_0\Delta R_0}{4\pi k_0 h_0} Ei\left(\frac{\mu_0(m\beta_{ж} + \beta_n)r_c^2}{4k_0\Delta t}\right) + \sum_{i=1}^{N} \frac{\mu\Delta q_i}{4\pi k_i h_i} Ei\left(\frac{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n)r_i^2}{4k_i\Delta t}\right), \quad (5)$$

где $k_0$, $h_0$ — проницаемость и толщина пласта в непосредственной близости от забоя опорной нагнетательной скважины; $\mu_0$ — динамическая вязкость нагнетаемой воды в пластовых условиях в опорной нагнетательной скважине; $r_c$ — приведенный радиус опорной скважины.

Так как в формуле (5) рассчитывается динамика приращений (изменений) пластового давления, то для сопоставления фактического забойного давления и расчетного необходимо оттолкнуться от начального замера забойного давления — $P_0(t_0)$, тогда формула (5) изменится следующим образом:

$$p_0(t) = P_0(t_0) + \mu_0 \frac{R_0(t) - R_0(t_0)}{4\pi k_0 h_0} Ei\left(\frac{\mu_0 (m\beta_{ж} + \beta_n) r_c^2}{4k_0 (t - t_0)}\right) + \sum_{i=1}^{N} \mu \frac{Q_i(t) - Q_i(t_0)_i}{4\pi k_i h_i} Ei\left(\frac{\mu (m\beta_{ж} + \beta_n) r_i^2}{4k_i (t - t_0)}\right). \quad (6)$$

Из (6) видно, что такая зависимость будет корректной только при $t > t_0$. Вследствие того, что диапазоны замеров по всем скважинам различны (так как пуск скважин происходит неодновременно), необходимо табулированные функции $R_0(t)$, $Q_i(t)$ и $P_0(t)$ привести к такому виду, чтобы при отсутствии замеров и $t < t_0$ $R_0(t) = 0$, $Q_i(t) = 0$, $P_0(t) = P_{пл}$, где $P_{пл}$ — начальное пластовое давление.

Таким образом, в (6) имеет место $N$+1 неизвестных — $k_0$, и $k_i$ при $i \in [1..N]$, а задача их поиска относится к задачам нелинейного программирования для поиска минимума функции относительно неизвестных проницаемостей по линиям взаимодействия скважин

$$\Omega(k_0, k_1, ..., k_i, ..., k_N) = \sum_{j=1}^{M} \left[p_0(t_j) - P_0(t_j)\right]^2 \to \min, \quad (7)$$

где $j$ — номер замера забойного давления в опорной скважине; $t_j$ — время, соответствующее замеру $j$; $m$ — количество замеров забойного давления в опорной нагнетательной скважине.

Подставим (6) в (7) и окончательно получим

$$\Omega(k_0, k_1, ..., k_i, ..., k_N) = \sum_{j=1}^{M} \left[ \begin{array}{l} P_0(t_0) + \mu_0 \frac{R_0(t_j) - R_0(t_0)}{4\pi k_0 h_0} Ei\left(\frac{\mu_0 (m\beta_{ж} + \beta_n) r_c^2}{4k_0 (t_j - t_0)}\right) + \\ + \sum_{i=1}^{N} \mu \frac{Q_i(t_j) - Q_i(t_0)_i}{4\pi k_i h_i} Ei\left(\frac{\mu (m\beta_{ж} + \beta_n) r_i^2}{4k_i (t_j - t_0)}\right) - P_0(t_j) \end{array} \right]^2 \to \min. \quad (8)$$

Наиболее эффективным для решения (8) в плане стабильности и скорости решения является метод *L-BFGS*. К сожалению, в печатной публикации описания данного метода пока нет, поэтому в списке литературы указана ссылка на интернет-источник. Метод градиентного спуска в общем смысле тоже подходит, но является менее надежным и быстрым, однако он тоже может быть использован для $N < 20$.

Как видно, результатом решения (8) являются проницаемости по линиям взаимодействия скважин, что позволяет сделать вывод не только о наличии каналов со сверхвысокой проводимостью, но и о неоднородности пласта, если такие каналы не обнаруживаются. Метод позволяет дать качественную оценку неоднородности и количественную, то есть величины проницаемостей.

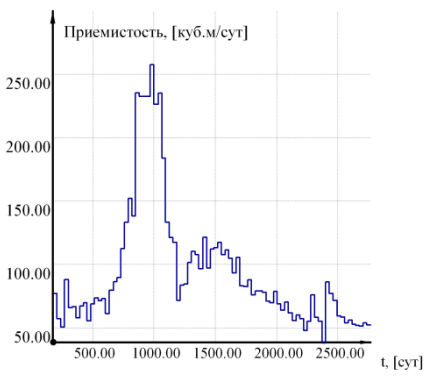
Метод теоретического определения динамики забойного давления (или давления в любой точке наблюдения), соответствующий формулам (1)–(8), имеет ограничение, связанное со временем наблюдения, а точнее с разницей времени изменения режима скважин и времени наблюдения. То есть при малых пьезопроводностях и длительном наблюдении при расчете динамики забойного давления прохождение импульсов давления наблюдаться не будет.

Рассмотрим более точную версию расчета давления с учетом произвольных интервалов замера приемистости, дебита и забойного давления. Так как любое изменение отбора или закачки скважин должно отражаться в изменении давления в любой точке наблюдения, причем, согласно гидропроводности и пьзопроводности, в зонах между скважинами — источниками гидравлических возмущений и точкой наблюдения. Для теоретического определения динамики изменения давления необходимо учитывать длительность выдержки режима отбора или закачки.

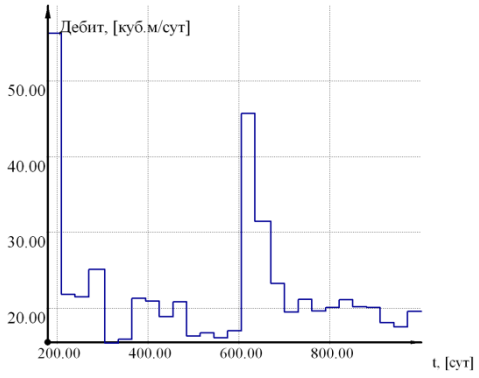
Аналогично предыдущим условиям будем полагать, что данные о динамике отбора или закачки описываются множеством замеров расхода жидкости при притоке или оттоке с произвольными интервалами времени между замерами. Вследствие того, что величины отбора/закачки между замерами неизвестны, будем полагать, что последний замер объемного расхода жидкости соответствует всем предыдущим (до предыдущего замера). То есть принятый ранее вид зависимости $R(t)$ или $Q(t)$ (см. рис. 2) будет соответствовать виду на рис. 3 *а*. Причем величины дебитов, то есть отбора жидкости следует брать со знаком «–» (рис. 3 *в*).

Изменение притока/оттока по скважине равносильно подключению новой скважины в этой же точке пласта с дебитом или приемистостью, равной разности нового и предыдущего значений. Причем первый зарегистрированный режим берется как абсолютное значение, а все последующие в виде приращения расхода относительно предыдущего режима.

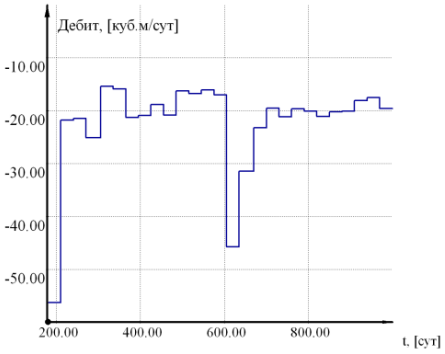
Таким образом, формулу (7) следует видоизменить в соответствии с условиями описания динамики оттока/притока по скважинам.




а)




б)




в)

*Рис. 3.* ***Примеры исходных данных динамики приемистости и дебита:*** *а — динамика приемистости R(t); б — динамика дебита жидкости Q(t) (первоначальный вид); в — преобразованный вид динамики дебита жидкости Q(t)*

В наиболее общем виде, когда отбор по любой $i$-й добывающей скважине $Q_i(t) < 0$, а по любой нагнетательной $Q_i(t) = R_i(t) > 0$, и значение забойного давления или давления в точке наблюдения к моменту $t_0$ известно и равно $P_m(t_0)$, зависимость давления в точке наблюдения будет иметь вид

$$p_m(t) = P_m(t_0) + \sum_{i=1}^{N} \Delta p_i(t), \qquad (9)$$

где $\Delta p_i(t)$ — функция зависимости изменения давления в точке $m$ вследствие работы скважины $i$, которая будет зависеть от расстояния между забоем $i$-ой скважины и точкой $m$, пьезопроводности, проницаемости, средней эффективной толщины по линии интерференции (взаимодействия) и т. п.

Так как время начала и конца записи, а также интервалы времени между регистрируемыми отборами/закачками по каждой скважине различны, необходимо описать динамики режимов по каждой скважине в виде замеров притока/оттока и соответствующих им точек времени от начала разработки или времени самого раннего замера:

$$Q_{i,j},\ t_{i,j} \in [t_{i,0}...t_{i,M_i-1}], \tag{10}$$

где $Q_{i,j}$ — $j$-й замер притока/оттока (м$^3$/сут) в скважине $i$, при $j \in [0...M_{i-1}]$; $t_{i,j}$ — $j$-ое время (сек) замера притока/оттока в скважине $i$; $M_i$ — количество замеров притока/оттока в скважине $i$; $t_{i,0}$ — время первого замера притока/оттока в скважине $i$; $t_{i,M_i-1}$ — время последнего замера притока/оттока в скважине $i$.

Таким образом, динамика режимов отбора/закачки по скважинам описывается дискретной зависимостью $Q_{i,j}(t_{i,j})$.

Исходя из этого, функция $\Delta p_i(t)$ рассчитывается следующим образом. Если $t < t_{i,0}$, то $\Delta p_i(t) = 0$; если $t > t_{i,0}$, то

$$\Delta p_i(t) = \mu \frac{Q_{i,0}(t_{i,0})}{4\pi k_i h_i} Ei\left(\frac{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n)r_i^2}{4k_i(t - t_{i,0})}\right) + \sum_{j=1}^{M_i-1} \mu \frac{Q_{i,j}(t_{i,j}) - Q_{i,j-1}(t_{i,j-1})}{4\pi k_i h_i} Ei\left(\frac{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n)r_i^2}{4k_i(t - t_{i,j})}\right), \tag{11}$$

где $r_i$ — расстояние между точкой $m$ и забоем $i$-ой скважины.

Остальные величины аналогичны предыдущему методу.
Причем суммирование в данной формуле следует производить до тех пор, пока $t > t_{i,j}$.

Учитывая описанные условия расчета получим окончательную зависимость

$$p_m(t) = P_m(t_0) + \sum_{i=1}^{N} \left[ \begin{array}{l} \mu \dfrac{Q_{i,0}(t_{i,0})}{4\pi k_i h_i} Ei\left(\dfrac{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n)r_i^2}{4k_i(t - t_{i,0})}\right) + \\ + \displaystyle\sum_{j=1}^{M_i-1} \mu \frac{Q_{i,j}(t_{i,j}) - Q_{i,j-1}(t_{i,j-1})}{4\pi k_i h_i} Ei\left(\frac{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n)r_i^2}{4k_i(t - t_{i,j})}\right) \end{array} \right]. \tag{12}$$

На рис. 4 показана расчетная динамика изменения давления — $\Delta p_m(t) = p_m(t) - P_m(t_0)$ — на расстоянии 300 м от нагнетательной скв. 534 Ван-Ёганского месторождения посредством использования (13).

Аналогично предыдущему методу, переместив точку наблюдения $m$ на забой выбранной нагнетательной скважины, например с индексом $c$, получим целевую функцию, относительно неизвестных проницаемостей в зонах между скважиной $c$ и $N$–1 остальных скважин.

$$\Omega(k_0, k_1, ..., k_i, ..., k_N) = \sum_{j=1}^{M_c} \left[ p_c(t_{c,j}) - P_c(t_{c,j}) \right]^2 =$$

$$= \sum_{j=1}^{M_c} \left( \begin{array}{l} P_c(t_{c,0}) + \displaystyle\sum_{i=1}^{N} \left[ \begin{array}{l} \mu \dfrac{Q_{i,0}(t_{i,0})}{4\pi k_i h_i} Ei\left(\dfrac{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n)r_i^2}{4k_i(t - t_{i,0})}\right) + \\ + \displaystyle\sum_{j=1}^{M_i-1} \mu \frac{Q_{i,j}(t_{i,j}) - Q_{i,j-1}(t_{i,j-1})}{4\pi k_i h_i} Ei\left(\frac{\mu(m\beta_{ж} + \beta_n)r_i^2}{4k_i(t - t_{i,j})}\right) \end{array} \right] \\ -P_c(t_{c,j}) \end{array} \right)^2 \to \min. \tag{13}$$

Причем, как видно из (13), в расчетную динамику забойного давления включается и сама нагнетательная скважина $c$. При решении (13), когда $i = c$, $r_i$ берется как радиус ствола скважины, например $r_c = 0{,}1$ м.

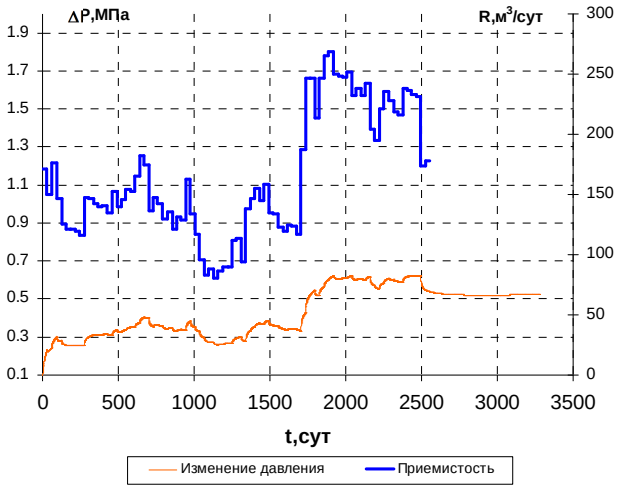



*Рис. 4.* ***Пример расчетной динамики изменения давления на расстоянии 300 м от скважины 534, пласт БВ$_4$***

На рис. 5 показана расчетная динамика изменения давления на расстоянии 300 м от скв. 534 в более узком диапазоне, из которой видно, что изменение приемистости скважины во времени прослеживается в виде импульсов давления: плавный рост или падение. Из данного графика также видно, что возмущения проходят не мгновенно, то есть ранние возмущения могут доходить до точки наблюдения с запаздыванием. Вследствие этого, при текущем падении приемистости давление по инерции может продолжать расти, но медленнее.

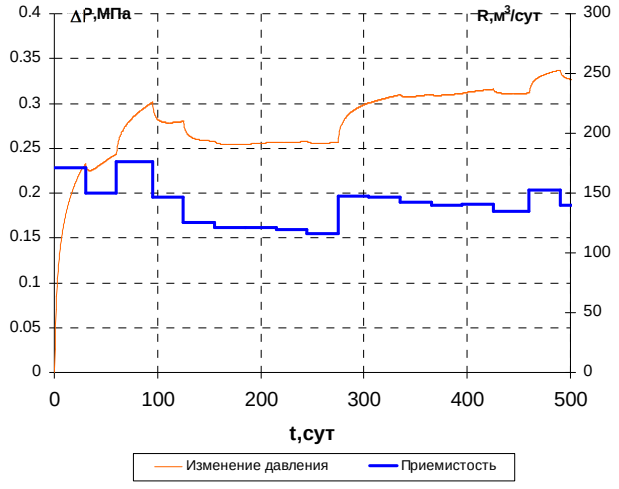



*Рис. 5.* ***Пример расчетной динамики изменения давления на расстоянии 300 м от скв. 534 в более узком диапазоне, пласт БВ$_4$***

Решением (13) можно добиться наибольшего совпадения теоретической и фактической динамик забойного давления в исследуемой нагнетательной скважине. Так как во всех приведенных зависимостях предполагается равенство динамических вязкостей, открытых пористостей и сжимаемостей жидкости и породы, то найденные коэффициенты проницаемостей — $k_i$ будут неизбежно включать в себя возможную неоднородность распределения данных величин по пласту, а точнее по линиям интерференции скважин в окрестности исследуемой.

На рис. 6 показан пример сопоставления фактической и расчетной динамик забойного давления в нагнетательной скв. 534 без учета влияния скважин, находящихся в окрестности. Как видно из графиков, расчетная динамика хотя и близка к фактической, но тем не менее не соответствует ей с достаточной точностью.

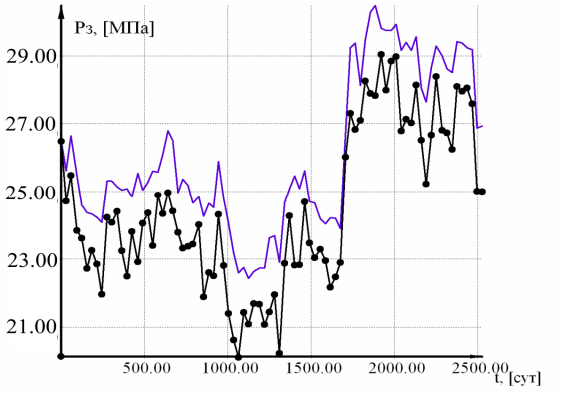



*Рис. 6.* ***Сопоставление расчетной и фактической динамик забойного давления без учета интерференции скважин***

Как видно на рис. 7, где сопоставлены давления по той же скважине с учетом влияния скважин, находящихся в ее окрестности, расчетная динамика заметно точнее отражает фактическую динамику при найденных из (13) проницаемостях по линиям интерференции от скв. 534 до 341, 346, 332. Проницаемость в ЗВС исследуемой скв. 534 — k(звс) = 218,0 мД. Условия организации процесса вычисления отсекают дробные части в полученных проницаемостях.

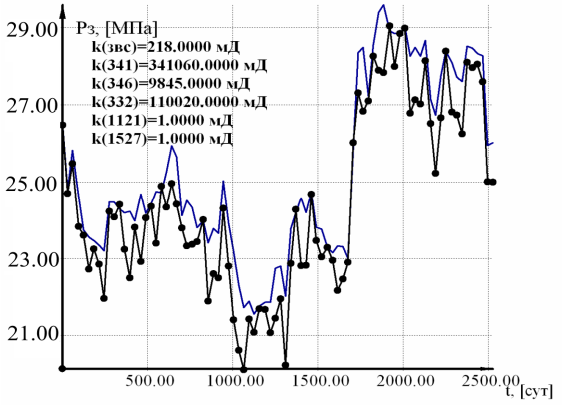



*Рис. 7.* ***Сопоставление расчетной и фактической динамик забойного давления скв. 534 с учетом интерференции скважин с найденными проницаемостями по линиям интерференции***

Данный метод и соответствующее ему решение (13) имеют несколько статистический характер, наличие всплесков давления может быть и не связано с работой скважин в окрестности. Однако здесь не представляется возможным отделить факторы погрешностей и природных явлений.

В примере сопоставления давлений, приведенном на рис. 7, причиной неточного соответствия является интерференция скв. 534 со скв. 346, 341 и 332, смена режимов которых изменяет расчетную и фактическую динамики (рис. 8) в течение 3-х лет с момента пуска скв. 534.

Предложенные выше методы нахождения ФЕС можно отнести к моделям для идентификации. То есть предложенную методологию следует отнести к стохастико-аналитической идентификационной модели, так как модель включает описание физических процессов подземной гидромеханики, а способ решения относится к статистическим методам.

Как видно из вышеприведенного примера (см. рис. 8), решение (13) показывает большие величины проницаемостей по линиям взаимодействия 534–341, 534–346, 534–

332, что свидетельствует о наличии в этих зонах каналов с низким и сверхнизким фильтрационным сопротивлением.

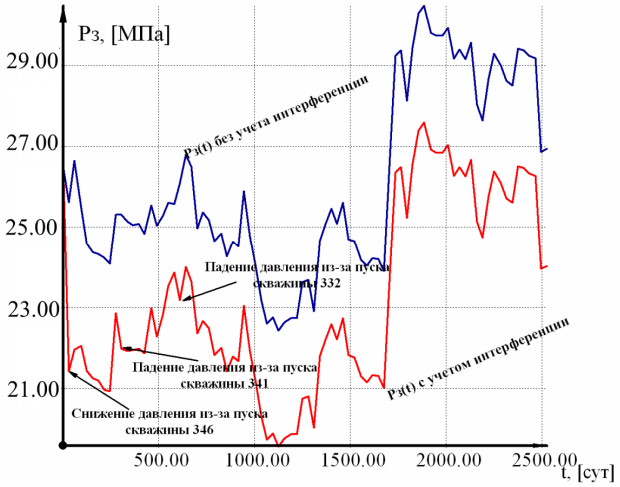



*Рис. 8.* ***Сопоставление расчетных динамик забойного давления в нагнетательной скв. 534 с учетом и без учета интерференции***

*Выводы*

Приведенные выше методы идентификации проницаемостей и неоднородности пластов позволяют не только сформировать более адекватную модель ГПП, но и оптимизировать процесс вытеснения посредством ликвидации или технологического использования выявленных факторов неоднородности: трещин или каналов высокой проводимости иной природы.

В качестве недостатка предлагаемых методов стоит отметить, что метод поиска проницаемостей по линиям интерференции скважин (13) будет иметь недопустимо большие погрешности при интервалах разброса величин давления менее 0,2 МПа, так как такого рода флуктуации могут быть связаны с погрешностью замеров и вычисления. Поэтому для нивелирования данного недостатка и для повышения точности такой модели необходимо, чтобы режим (величина приемистости) нагнетательных скважин периодически изменялся в пределах 20–40 % в большую или меньшую сторону. То есть так будет достигаться генерирование импульсов (возмущений). Такие изменения в режимах работы нагнетательных скважин можно добиться периодической остановкой или дросселированием закачки.

С целью снижения погрешности модели со стороны замеров необходимо регистрировать устьевые давления и приемистости нагнетательных скважин хотя бы раз в сутки.

К основному преимуществу данной идентификационной модели следует отнести в некотором роде однозначность получаемых результатов по отношению к трассерным исследованиям. Получаемые по результатам трассерных исследований проницаемости между скважинами соответствуют каналам с наибольшей проницаемостью, которые при этом могут быть весьма малыми по сечению и не оказывать существенного влияния на процесс вытеснения. Получаемые в ходе решения (13) проницаемости отражают реальную взаимосвязь между скважинами, так как они включаются в величины пьезопроводности.

***Список литературы***

1. Стрекалов А. В. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2002611864. Комплекс универсального моделирования технических гидравлических систем поддержания пластового давления (Hydra'Sym). – М., 2002.

2. Савастьин М. Ю., Стрекалов А. В., Пуртова И. П. Анализ и интерпретация динамики режимов работы скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2007. – № 6. – С. 34–36.

3. Стрекалов А. В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2007. – 664 с.

4. Стрекалов А. В., Грачев С. И. Программный комплекс гидродинамического моделирования природных и технических систем «Немезида Гидрасим 2014» (Nemesis Hydrasym 2014). Свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ № 2014614505. Заявка № 2014612343. Дата гос. регистрации 28 апреля 2014.

5. Басниев К. С., Хайруллин М. Х., Шамсиев М. Н., Садовников Р. В., Гайнетдинов Р. Р. Интерпретация результатов газогидродинамических исследований вертикальных скважин // Газовая промышленность. – 2001. – № 3. – С. 41-42.

***Сведения об авторах***

***Грачев Сергей Иванович**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский индустриальный университет, тел. 8(3452)283027, e-mail: grachevsi@mail.ru*

***Стрекалов Александр Владимирович**, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89220040077, e-mail: HYdRASYM@mail.ru*

***Хусаинов Артем Тахирович**, к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89220070151, e-mail: iQ-tyumen@mail.ru*

***Information about the authors***

***Grachev S. I.**, Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: grachevsi@mail.ru*

***Strekalov A. V.**, Doctor of Engineering, professor, Industrial University of Tyumen, phone: 89220040077, e-mail: HYdRASYM@mail.ru*

***Khusainov A. T.,** Candidate of Science in Engineering, associate professor, Industrial University of Tyumen, phone: 89220070151, e-mail: iQ-tyumen@mail.ru*