

УДК 622.245.51

DOI 10.17223/19988621/58/7

П.Н. Зятиков, К.В. Синебрюхов, Ю.С. Березовский, А.С. Трушко

ВЛИЯНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТРЕЩИН МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

Приведены аналитические выражения для нормирования фактических данных запусковых параметров работы скважины. Результаты сравнения безразмерного индекса продуктивности выборки перенесены на математическую модель сектора месторождения для выбора эффективного направления горизонтального участка ствола скважины. Приведен пример использования метода Local Grid Refinement, основанного на локальном измельчении ячеек в области образования трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта для увеличения точности задания данных трещин в математической модели.

Ключевые слова: безразмерный коэффициент продуктивности скважины, Local Grid Refinement, нефтегазовые месторождения, малопроницаемый коллектор.

Технология многостадийного гидравлического разрыва пласта не новая, однако, на месторождениях Томской области ее применения начались не так давно. Для данной технологии необходимо пробурить скважину с горизонтальным окончанием и провести на горизонтальном участке несколько стадий гидравлического разрыва пласта [1] с определенным расстоянием между стадиями, тем самым получив рядом с горизонтальным участком ствола зону с большой проницаемостью, что позволит отбирать больше жидкости [2].

Однако не везде данная технология показывает желаемые результаты в виде положительной экономики и увеличения дебита скважин [3, 4]. Успешность проекта зависит от изученности объекта разработки, технологического выполнения бурения и проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), выбора оптимальных параметров скважины и так далее [2].

Движение углеводородов в пластах в гидродинамике описывается с помощью законов сохранения энергии, импульса и массы. Однако применение этих законов для описания течения трехфазной смеси (нефть – газ – вода) в породе-коллекторе является сложной и емкой задачей. На практике, для упрощения используется полужемпирический подход, основанный на применении закона Дарси вместо уравнения сохранения количества движения. Изотермический процесс движения углеводородов через пористую среду описывается уравнениями сохранения массы, законом Дарси с уравнениями фазового состояния [5]. При рассмотрении неизоермических процессов учитывается уравнение сохранения энергии и уравнение неразрывности в цилиндрической системе координат (r, θ, z) , которое имеет вид

$$-\left[\frac{1}{r} \frac{\partial (\rho r u_r)}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial (\rho u_\theta)}{\partial \theta} + \frac{\partial (\rho u_z)}{\partial z} \right] = \frac{\partial}{\partial t} (\rho r) + \tilde{q}, \quad (1)$$

где \tilde{q} – распределение внутри объема внешнего источника или стока с массовой интенсивностью q , которое за время At составит $qV\Delta t$ [5].

Для многофазной многокомпонентной фильтрации в пласте необходимо уравнение неразрывности представить следующим образом [6]: рассматриваемая система состоит из n_l фаз и n_k компонентов. Обычно рассматривается трехфазная система (нефть, вода, газ). На месторождениях Томской области вода является смачивающей фазой, газ – не смачивающей фазой, а нефть имеет промежуточную смачиваемость. В углеводородных системах во время фильтрации флюида между фазами происходят массообменные процессы, поэтому закон сохранения массы должен выполняться для каждого компонента смеси. В разных фазах каждый компонент будет иметь свою концентрацию, при этом перемещение каждой фазы будет иметь свою собственную скорость.

Насыщенность l -й фазой s_l определяется как доля порового пространства элементарного объема, занятая данной фазой. Если c_{lj} – массовая концентрация j -го компонента в l -й фазе, то уравнение неразрывности для j -го компонента имеет вид: [5]

$$-\sum_{l=1}^{n_l} \operatorname{div}(\rho_l c_{lj} u_l) = \frac{\partial}{\partial t} \left(m \sum_{l=1}^{n_l} s_l c_{lj} \rho_l \right) + \sum_{l=1}^{n_l} \tilde{q}_l a_{lj}, \quad (2)$$

где q_i – интенсивность источника l -й фазы, а c_{lj} – массовая компонента j в l -й фазе. Уравнение (2) учитывает только конвективный массоперенос, диффузионные процессы не учитываются.

Широкое применение для гидрадинамического моделирования пластов месторождения получила модель нелетучей нефти (*black oil model*), когда углеводородную систему можно аппроксимировать двумя компонентами: нелетучим (нефтью) и летучим (газом), растворимым в нефтяной фазе. Для данной модели предполагается, что в пласте есть три отдельные фазы: нефть, вода и газ. Нефть и вода не смешиваются между собой, при этом газ при определенных параметрах растворяется в нефти и не растворяется в воде. При этом предполагается, что флюиды в пласте находятся в состоянии термодинамического равновесия при постоянной температуре.

Если индекс $i = 1, 2$ относится к нефтяному и газовому компонентам, $l = o, w, g$ соответствует нефтяной, водной и газовой фазам. Тогда $c_{gi} = 0$, $c_{g2} = 1$, $c_{wi} = c_{w2} = 0$. Зависимость объема от давления и температуры в системе может быть выражена с помощью объемных коэффициентов B_i . Данные коэффициенты будут показывать, во сколько раз изменяется объем жидкости при выносе ее на свободную поверхность:

$$B_i = V_i / V_{i0}. \quad (3)$$

Здесь V_i и V_{i0} – объем жидкости l -й фазы в пластовых и в нормальных условиях. Растворимость газа в нефти R определяет количество газа, растворенного в нефти. Предполагается, что в стандартных условиях растворимость равна нулю. Поэтому при выносе нефти на свободную поверхность можно определить объем дегазированной нефти V_{0q} и объем растворенного газа V_{dg0} , выделяющегося из нефти:

$$R = V_{dg0} / V_{o0}. \quad (4)$$

Экспериментально установлено, что при многофазной фильтрации закон Дарси может в широких пределах считаться справедливым для каждой фазы в отдельности [7]:

$$u_l = -\frac{k_l}{\mu_l} (\nabla p_l - \rho_l g \nabla z), \quad (3)$$

где k_l – фазовая проницаемость, которая, как и абсолютная проницаемость, явля-

ется тензорной функцией; индекс $l = o, w, g$ соответствует фазе. Относительные фазовые проницаемости k_{rl} определяются выражениями:

$$k_l = k k_{rl}. \quad (4)$$

Многокомпонентная модель позволяет рассматривать достаточно сложные процессы фильтрации в нефтегазоконденсатных пластах с учетом межфазного массообмена отдельными компонентами [8]. Если рассматриваемая система состоит из n_l фаз и n_c компонентов, то подстановка уравнений движения (8) в уравнение неразрывности для каждого компонента (2) дает n_c уравнений:

$$\sum_{l=1}^{n_l} \operatorname{div} \left[\rho_l c_{lj} \frac{k k_{rl}}{\mu_l} (\nabla p_l - \rho_l g \nabla z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(m \sum_{l=1}^{n_l} s_l c_{lj} \rho_l \right) + \sum_{l=1}^{n_l} \tilde{q}_l \alpha_{lj}, j = 1. \quad (5)$$

Относительные фазовые проницаемости зависят от целого ряда характеристик: насыщенностей, градиента давления, капиллярных сил, структуры порового пространства и других параметров. Поскольку наиболее существенно фазовые проницаемости зависят от насыщенностей, в большинстве моделей фильтрации предполагается, что фазовые проницаемости являются функциями только насыщенностей.

Для решения многих практических задач многокомпонентной фильтрации используются различные допущения:

- пренебрегают капиллярным скачком давления между фазами и предполагают, что давления в фазах равны ($p_l = p$ для любого l);
- несколько компонентов, совместимых по характеру зависимостей давление – объем – температура и данным закона равновесия, группируют, снижая тем самым количество неизвестных;
- концентрации углеводородных компонентов в воде принимают равными нулю ($c_{wj} = 0$ для любого $j \neq w$), т. е. предполагают, что массоперенос этих компонентов происходит только в нефтяной и газовой фазах.

При упрощении можно считать достаточным использование четырехкомпонентной модели, в которой углеводородная система моделируется тремя условными компонентами: легким газом, конденсатом (летучим компонентом) и нефтью (нелетучим компонентом). Каждый из этих трех компонентов может присутствовать в нефтяной фазе. В газовой фазе может присутствовать только два компонента: газовый и летучий (конденсат). Четвертый компонент – вода – содержится только в водной фазе, которая не смешивается и не обменивается массами с остальными фазами.

Моделирование нефтегазовых залежей или процессов закачки газа в нефтяные пласты осуществляется с использованием модели трехфазной фильтрации [8, 9]. Наиболее распространенной является модель нелетучей нефти Маскета – Мереса (*black oil model*), в которой углеводородная система аппроксимируется двумя компонентами: нефтью и газом, растворимым в нефти. Подстановка закона Дарси (3) в уравнения сохранения для трехфазной системы дает

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right) &= \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{s_o}{B_o} \right) + Q_o, \\ \operatorname{div} \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} (\nabla p_g - \rho_g g \nabla z) + \frac{R k_o}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right) &= \frac{\partial}{\partial t} \left(m \left(\frac{s_g}{B_g} + \frac{s_o R}{B_o} \right) \right) + Q_{fg, + R Q_o} \quad (6) \\ \operatorname{div} \left(\frac{k_w}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z) \right) &= \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{s_w}{B_w} \right) + Q_w. \end{aligned}$$

Для замыкания системы уравнений (5) используются соотношения (4), (5):

$$\begin{aligned} p_o - p_w &= p_{ow}(s_g, s_o, s_w). \\ p_g - p_o &= p_{go}(s_g, s_o, s_w). \\ s_g + s_o + s_w &= 1 \end{aligned} \quad (7)$$

В случае анизотропного по проницаемости пласта дебит скважины и эквивалентный радиус блока определяются следующим образом [10]:

$$Q_0 = \frac{2\pi\sqrt{k_x k_y} \Delta z}{\mu} \frac{p_0 - p_w}{\ln r_0 / r_w}; \quad (8)$$

$$r_0 = 0.28 \frac{\sqrt{\sqrt{k_y/k_x}(\Delta x)^2 + \sqrt{k_x/k_y}(\Delta y)^2}}{\sqrt[4]{k_y/k_x} + \sqrt[4]{k_x/k_y}}. \quad (9)$$

Выражения (8), (9) получены для отдельно стоящей скважины, в предположении, что другие скважины и границы пласта достаточно удалены и не влияют на характер фильтрации вблизи нее. Практически это значит, что между соседними скважинами должно быть не менее 10 ячеек, а между скважиной и ближайшей границей моделируемой области – не менее 5 ячеек.

Для моделирования горизонтальной скважины, направленной вдоль одной из осей x или y , применимы выражения (8), (9).

Ограничения в использовании представленных зависимостей для горизонтальных скважин связаны с большой разницей в размерах сеточных блоков Δz и Δx . Большие различия в размерах сеточных блоков в направлениях, перпендикулярных оси скважины, Δz и Δx , приводят к неравномерности распределения потока.

Важным параметром для успешного запуска скважины является ориентация в пространстве ее горизонтального участка. Это обуславливается региональным стрессом, который на Юрских отложениях Западной Сибири составляет около 140° (320°) по азимуту (см. рис. 1). При гидравлическом разрыве пласта образуется трещина, которая распространяется по линии напряженности.

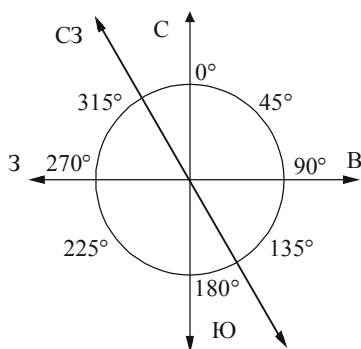


Рис. 1. Расположение линии стресса на территории Томской области
Fig. 1. Location of the stress line in the Tomsk region territory

В связи с этим при расположении горизонтального участка ствола параллельно линии регионального стресса при проведении МГРП с большей вероятностью будут образовываться продольные, относительно ствола скважины, трещины

(рис. 2, *a*), а при расположении горизонтального участка ствола перпендикулярно линии регионального стресса – поперечные (рис. 2, *b*) [11].

Для проведения исследования были выбраны скважины с горизонтальным стволом (в том числе боковые нарезки горизонтального ствола (ЗБГС)), на которых были проведены две или более стадий ГРП. Скважины отобраны с 7 месторождений, расположенных в Западной Сибири, все скважины вскрывают продуктивные пласты Юрских отложений. В выборке участвовали скважины с длинным горизонтальным участком от 190 до 880 м, количество стадий на данных скважинах от 2 до 7.

В ходе исследований была проанализирована выборка из 49 ГС/ЗБГС с МГРП, пробуренных на Юрских пластах месторождений Западной Сибири компанией АО «Томскнефть». По результатам отбраковки данных выборка была сокращена до 42 скважин.

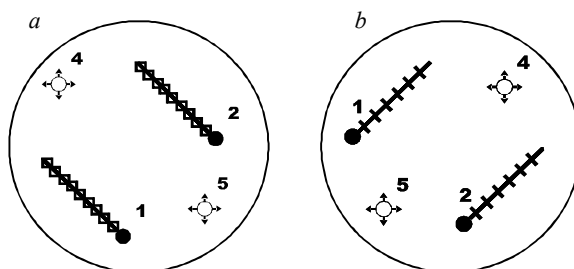


Рис. 2. Расположение трещин относительно ствола скважины:
a – продольное, *b* – поперечное

Fig. 2. Arrangement of the cracks relative to the wellbore:
(*a*) longitudinal and (*b*) transverse

Для приведения скважин к одним условиям стартовые дебиты были нормированы по следующим параметрам: депрессия, проницаемость, толщина пласта, вязкость, длина горизонтального участка. Для этого использовался безразмерный коэффициент продуктивности горизонтального ствола.

Безразмерный индекс продуктивности необходим для сравнения скважин, приведенных к независимым от параметров пласта условиям.

С учетом того, что в рассматриваемых нами условиях длина пласта достаточно велика по сравнению с его эффективной толщиной, через некоторое время после запуска скважины волна возмущения достигнет подошвы пласта, и в направлении z произойдет переход на линейный режим течения раннего времени (приток с торцевой части ствола примем незначительным). Следовательно, безразмерный индекс продуктивности может быть рассчитан по формуле:

$$J_d = \frac{1}{P_d(t_{dp})}, \quad (10)$$

где $P_d(t_{dp})$ – безразмерное давление на момент времени запуска.

Безразмерное время начала линейного режима работы:

$$t_{del} = 0.116 h_d^2, \quad (11)$$

где h_d – безразмерная толщина пласта.

Безразмерный перепад давления для горизонтального ствола [12]

$$P_{del} = P_{der}(t_{del}) + 2\sqrt{\pi}(\sqrt{t_d} - \sqrt{t_{del}}). \quad (12)$$

сторождений были рассчитаны варианты с расположением скважины параллельно и перпендикулярно региональному стрессу. Для каждого варианта были рассчитаны модели с разной проницаемостью (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 и 20 мД).

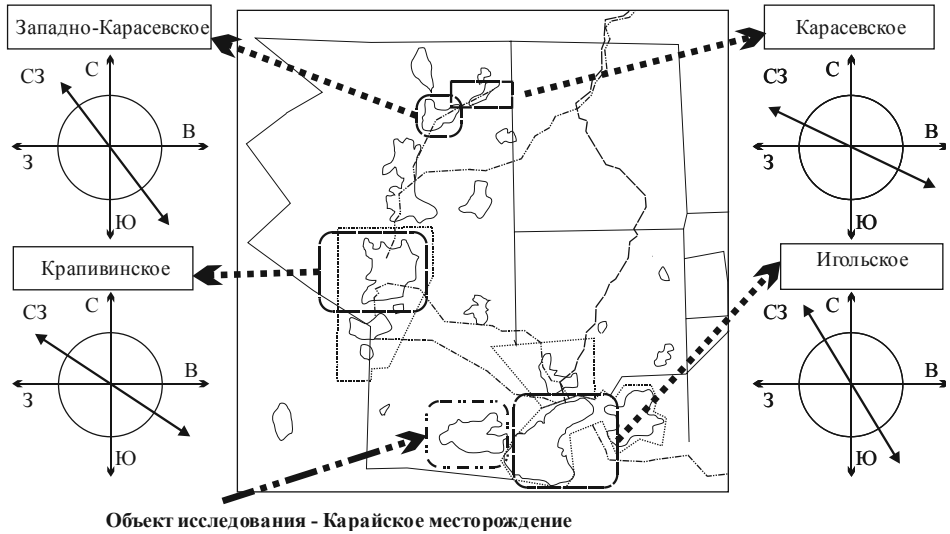


Рис. 4. Направление регионального стресса, полученное в результате проведения исследований с помощью акустического каротажа
Fig. 4. Direction of the regional stress resulting from the study carried out using the acoustic logging

При расчёте эффекта от многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах, пересекаемых системой вертикальных трещин, с учётом притока непосредственно в ствол скважины, оценка производилась на основе формулы Li (рис. 5):

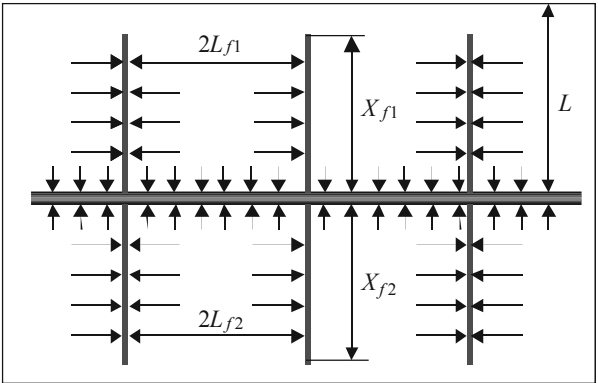


Рис. 5. Оценка эффекта для горизонтальной скважины, пересекаемой системой вертикальных трещин МГРП, с учётом притока непосредственно в ствол скважины
Fig. 5. Effect assessment for a horizontal well intersected by a system of vertical cracks in a multistage hydraulic fracturing with account for an inflow directly into the wellbore

$$Q_i = 1.7054 \cdot 10^{-2} \frac{\Delta p}{\mu_0 B_0 \left(a + \frac{1}{b} + b \right)}; \quad (13)$$

$$a = \frac{1}{khx_f \left(\frac{1}{L_{f1}} + \frac{1}{L_{f2}} \right)} + \frac{c}{k_f w}; \quad (14)$$

$$b = \frac{kL_D (L_{f1} + L_{f2})}{c}; \quad (15)$$

$$c = \frac{x_f}{h} - \frac{1}{2} + \frac{1}{\pi} \ln \frac{h}{2r_w}; \quad (16)$$

$$d = \frac{L - x_f}{kh(L_{f1} + L_{f2})}, \quad (17)$$

где B_0 – объёмный коэффициент нефти, доли ед.; h – эффективная мощность пласта, м; k – проницаемость пласта, мД; k_f – проницаемость трещины, мД; L – длина горизонтального ствола, м; L_{f1} – половина расстояния от трещины до соседней трещины слева, м; L_{f2} – половина расстояния от трещины до соседней трещины справа, м; L^* – расстояние от горизонтального ствола до границы резервуара, м; n – количество трещин ГРП; P_r – пластовое давление, атм.; P_{wf} – давление на забое горизонтальной скважины, атм.; Δp – общий перепад давления в резервуаре, атм.; Q – общий дебит скважины по жидкости, м³/сут; Q_i – приток в одну трещину ГРП, м³/сут; r_w – радиус горизонтального ствола, м; w – ширина трещины ГРП, м; x_f – полудлина трещины ГРП, м; μ_0 – вязкость нефти, сПз [13].

Гидродинамические модели просчитывались в программном обеспечении tNavigator. На данной программе моделировалась однородная секторная модель, на которой задавались горизонтальные скважины с МГРП.

При описании течения жидкости в пласте, которая возникает после гидравлического разрыва пласта необходимо вводить все параметры трещины, такие, как описание траектории самой трещины, возникающей после проведения ГРП. Как раз траектория и задание необходимых параметров в ячейках позволили получить адаптированные модели трещин относительно ориентации горизонтального стола скважины. Возможны два варианта задания трещины:

Ручное указание дополнительных связей некоторых участков перфорации скважины с блоками сетки, возникшее в силу прохождения через них трещины.

Автоматическое создание связей указанного участка перфорации со всеми блоками сетки, попавшими в параллелепипед, определяющийся по заданным параметрам азимута, полудлины, раскрытия и высоты трещины.

Для выбранного участка перфорации x , соединенного с блоком y , благодаря трещины ГРП, установим (индекс z ниже проходит только по номерам блоков трещины между блоками x и y) [14, 15]

$$Y_y^x = \frac{M_x}{\sum_z \frac{1}{K^z}}, \quad (18)$$

где K^z – проводимость вдоль трещины в блоке z . Данные выражения являются аналогами формулам для вычисления коэффициентов проводимости блоков (ячеек) сетки и обеспечивают:

- нулевое значение $\gamma_y^x = 0$, если проницаемость K^z хотя бы одного из участков трещины между участками x и y (включительно) равна нулю;
- накопительный характер для возникновения явления сопротивления течению между участками x и y в зависимости от длины и проводимости пути между ними [16].

Чтобы адаптировать модель к фактическим данным, полученным при анализе опыта проведения МГРП, и вывести зависимость от величины проницаемости разрабатываемой залежи, необходимо задать величины K^z , зависящие от таких параметров, как [17]

- давление в блоке, через который проходит трещина;
- площадь трещины и свойства самого пропантанта;
- коэффициент охвата;
- поток, прошедший через связку блоков;
- время прохождения потоком блоков.

Одним из вариантов задания ГРП на скважине является метод виртуальной перфорации. Для этого необходимо заменить трещину в пределах одного блока z на виртуальный участок перфорации со следующими параметрами перфорации:

- Длина перфорированного участка должна быть равна длине трещины в моделируемом блоке.
- Приток в участок перфорации скважины должен определять проницаемостью блока в направлении, ортогональном грани трещины с наибольшей площадью.

Благодаря использованным данным можно вычислить множитель проводимости выбранного виртуального участка перфорации (обозначим его $\theta^{w,z}$), а затем вычислить приток по обычной формуле.

Иллюстрация вычислений приведена на рис. 6. На рисунке изображена трещина, которая протекает по оси Y , высотой h и шириной w , намного меньшей h . Приток в такую трещину будем считать равным притоку в скважину диаметром $d = 2(w + h) = p$, имеющую ориентацию Y и находящуюся в блоке с проницаемостью по X и Z , равной проницаемости:

$$\theta^{w,z} = \frac{2\pi\beta_c K^{w,z} h^{w,z}}{\log(r_0^{w,z} / r_w^{w,z})}; \quad (19)$$

$$r_0^{w,z} = \frac{(w + h)}{\pi}; \quad (20)$$

$$r_w^{w,z} = 0.14\sqrt{DX^2 + DZ^2}; \quad (21)$$

$$K^{w,z} = PERMX; \quad (22)$$

$$h^{w,z} = DY, \quad (23)$$

где DX, DY, DZ – геометрические размеры блока, через который проходит трещина.

Если необходимо задать большую высоту или полудлину трещины ГРП в виде цепочки соединительных блоков методом виртуальной перфорации, получаем неэффективную, с точки зрения вычисления, модель. Поэтому для задания трещины необходимо использовать модель, основанную на создании трещины методом виртуальной перфорации в каждом блоке, через который проходит скважина. Для

такого типа задания трещины используем формулу притока смеси и закон транспортировки в ствол скважины через трещину. Достоинством такого подхода является невысокая вычислительная сложность, а недостатком – невозможность разделить приток из трещины ГРП между участками перфорации скважины (т.е. приток вычисляется из трещины в скважину, а не в конкретный участок перфорации).

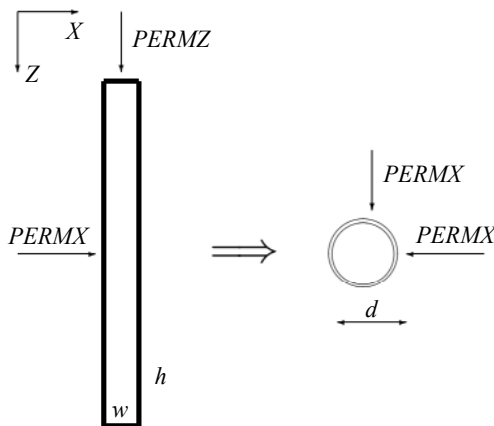


Рис. 6. Вычисление эквивалентного притока в трещину
Fig. 6. Calculation of the equivalent inflow into the crack

Будем использовать то же задание трещины, для этого обозначим все блоки, через которые прошла трещина как $x_1 \dots x_L$, среднюю длину трещины в блоке x_i – через L_{x_i} . Соответственно площадь сечения трещины в блоке x_i зададим как S_{x_i} . Для другой ориентации трещины в пространстве вычисления аналогичны. Для вычисления притока из блока x_i используем формулу (2):

$$\theta^{w,z} = \frac{2\pi\beta_c PERMX \cdot L_{x_i}}{\log(0.28 \cdot \pi \cdot \sqrt{DX^2 + DZ^2}) / S_{x_i}}, \quad (24)$$

Для вычисления течения вдоль самой трещины необходимо задать проницаемость пропанта K_p и зависимость проницаемости от притока жидкости (зависимость задается как некоторая функция f безразмерного потока s).

Результирующая эффективная проводимость пропанта в блоке x_i с площадью сечения S_{x_i} полагается равной

$$K_{x_i}(p^{x_i}, s) = K(p^{x_i}) S_{x_i} f(s). \quad (25)$$

Заметим, что функция $K_{x_i}(p^{x_i}, s)$ является безразмерной. Мы хотим определить выражение Y_{x_i} для эффективности течения вдоль трещины из блока в скважину так, чтобы:

1. Y_{x_i} является только функцией D_{x_i} при $K_p = \infty$, $Y_{x_i} = 1$ при $K_p = \infty$ и $D_{x_i} = 0$, что соответствует дренированию блока, в котором находится сама скважина;
2. $Y_{x_i} = 0$ при $K_p = 0$;
3. $Y_{x_i} = 0$ при $s = \infty$.

Рассмотрим в качестве первоначального теста следующую функцию:

$$Y_{x_i}(p^{x_i}, s) = \frac{K_{x_i}(p, s)}{1 + K_{x_i}(p, s)} \cdot \frac{1}{1 + D_{x_i}/L_{x_i}}, \quad (26)$$

Заметим, что величина $Y_{x_i}(p^{x_i}, s)$ является безразмерной.

При вычислении $Y_{x_i} = Y_{x_i}(p^{x_i}, s)$ мы будем брать значение накопленного потока в s и давления p^{x_i} в блоке x_i с предыдущего шага по времени, чтобы минимизировать дополнительно вносимую нелинейность. Поровый объем блока (при вычислении безразмерного потока s) вычисляется один раз при вводе ГРП.

Для точности задания МГРП в модели использовался метод LGR (Local Grid Refinement). Данный метод заключается в локальном измельчении ячеек в области образования трещин МГРП. Измельчение производилось вплоть до размеров ячейки порядка 4 мм, что соизмеримо с шириной образованной трещины при проведении гидравлического разрыва пласта. Для остальных добывающих скважин сектора при моделировании трещин гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах использовался метод задания виртуальных перфораций (см. рис. 7).

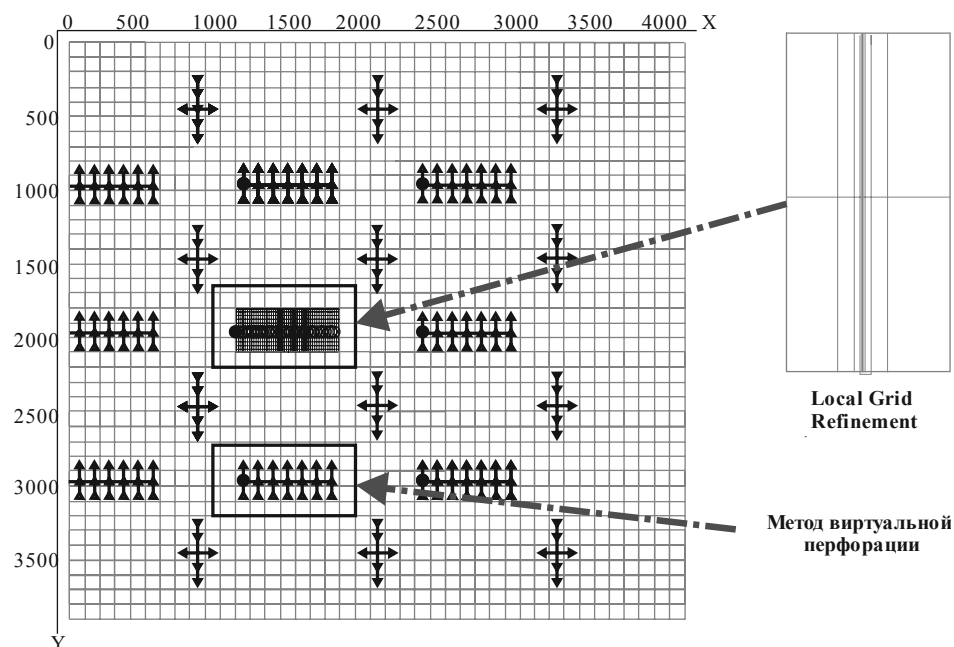


Рис. 7. Секторная модель Карайского месторождения с использованием задания трещин гидравлического разрыва пласта методом виртуальных перфораций и LGR

Fig. 7. Sector model of the Karay oil field developed including hydraulic fracturing cracks assigned by the method of virtual perforations and LGR

Таким образом, на гидродинамической модели было рассчитано 22 варианта и получены следующие зависимости накопленной добычи нефти от проницаемости породы коллектора для двух типов трещин МГРП (рис. 8 и 9).

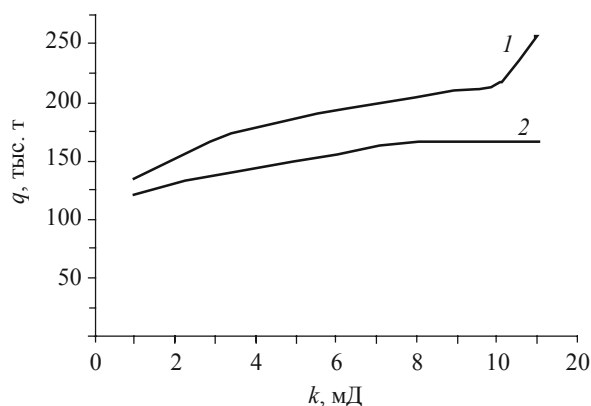


Рис. 8. Зависимость накопленной добычи нефти от проницаемости породы коллектора для двух типов трещин МГРП, кр. 1 – продольное расположение трещин, кр. 2 – поперечное расположение трещин

Fig. 8. Accumulated oil recovery as a function of reservoir rock permeability for two types of cracks in a multistage hydraulic fracturing: longitudinal (curve 1) and transverse (curve 2) arrangement of the cracks

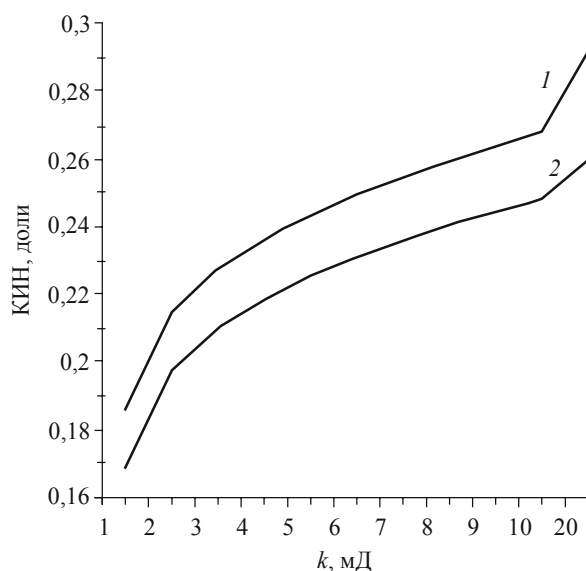


Рис. 9. Зависимость коэффициента извлечения нефти от проницаемости породы коллектора для двух типов трещин МГРП, кр. 1 – продольное расположение трещин, кр. 2 – поперечное расположение трещин

Fig. 9. Oil recovery factor as a function of reservoir rock permeability for two types of cracks in a multistage hydraulic fracturing: longitudinal (curve 1) and transverse (curve 2) arrangement of the cracks

При этом коэффициент извлечения нефти рассчитывался по формуле

$$\text{КИН} = Q_{\text{изн}} / Q_{\text{гзн}} \quad (27)$$

где $Q_{\text{изн}}$ – извлекаемые запасы нефти, $Q_{\text{гзн}}$ – геологические запасы нефти.

Результаты расчётов показали, что накопленная добыча нефти при продольной ориентации трещин МГРП выше, чем на поперечных трещинах в среднем на 7 % независимо от проницаемости. Это обуславливается тем, что стартовые дебиты при поперечном расположении трещины выше в 1.38 раза, относительно продольного расположения, следовательно, просадка давления происходит намного быстрее, вследствие чего образуется конус пониженного давления [18, 19]. Скважина с таким расположением трещины по сравнению с продольным расположением характеризуется быстрым темпом падения дебита нефти и ростом обводненности продукции [19]. Для выбора оптимальной стратегии разработки месторождения с юрским продуктивным пластом необходимо учитывать данные исследования и, опираясь на экономические показатели, выбирать ориентацию горизонтального участка ствола скважины относительно направления регионального стресса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Stewart G. 2011. Well Test Analysis Prof. George, Prof, Mahmoud Jamiolahmady.
2. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. Тюмень; Курган: Зауралье, 2015. 268 с.
3. Berezovsky Y.S., Gusev P.Y. Choosing of optimum technology of development field C PK layers, containing high viscosity oil with bottom water and gas cap // Проблемы геологии и освоения недр: XIX Международный научный симпозиум им. акад. М.А.Усова, г. Томск, 6–10 апреля 2015 г. Томск: ИПР ТПУ, 2015. С. 782–784.
4. Gusev P.Yu., Berezovsky Yu.S., Slobodyan S.M. Optimization of development of a sector of oil-gas condensate field X using and integrated field model // Innovative Technologies in Oil Industry: Digest West Siberian Petroleum Conference, 28–29 May 2015, Tyumen. P. 115–119.
5. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1999. 213 с.
6. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. М.: Недра, 1976. 335 с.
7. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений. Проблемы моделирования. М.: Недра, 1979. 303 с.
8. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 1982. 408 с.
9. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М.: Гостехиздат, 1953. 606 с.
10. Peaceman D.W. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability // SPE Journal. 1983. V. 23. No. 3. P. 531–543.
11. Economides M.J. & Martin A.N. How to Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Fractured Completion // Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence. Italy, Florence: Society of Petroleum Engineers, 2010.
12. Инструкция ОАО «ТомскНИПИнефть» по сопровождению рейтинга эксплуатационного бурения и резарезок боковых стволов № П1-01.05 И-0016 ЮЛ-068 от 30.10.2017 г.
13. Донской С.Е. Проект приказа «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья». 194 с.

14. *Hamidullin M.R.* Numerical simulation of single-phase fluid flow to a horizontal well with fractures of a multistage hydraulic fracturing // Scientific Notes of Kazan University. Kazan: Publishing House of Kazan University, 2016. V. 158. P. 287–301.
15. *RFD: tNavigator*. Flow Simulator Technical Manual. 2016.
16. *Richardson J., Kerver J., Hafford J., Osoba J.* Laboratory determination of relative permeability // Trans. AIME. 1958. V. 195. No. 4-5.
17. *Balin D.V., Semenova T.V.* Impact of injection induced fracturing on cumulative oil production // Higher Educational Institutions News. NWFT' I GAS. Tumen: Industrial University of Tumen, 2017. V. 121. P. 43–47.
18. *Dongjin Xu, Ruiquan Liao, Zhiwen Li, Zhicheng Zhao, Fan Zhang.* Research on Productivity for Multi-stage Fracturing of Horizontal Wells // Chemical Engineering Transactions. Italian: AIDIC, 2015. V. 46. P. 1189–1194. DOI: 10.3303/CET1546199.
19. *Dongjin Xu, Ruiquan Liao, Zhiwen Li, Zhicheng Zhao, Fan Zhang.* A New Model to Predict the Unsteady Production of Fractured Horizontal Wells // Sains Malaysiana. Malaysiana, UKM Bangi: Penerbit UKM. 2016. V. 45(10). P. 1579–1587. DOI: 10.1016/j.petro. 2016.12.037.

Статья поступила 08.10.208 г.

Zyatikov P.N., Sinebryukhov K.V., Berezovsky Yu.S., Trushko A.S. (2019) IMPACT OF THE CRACK DIRECTION IN A MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING ON THE OIL RECOVERY FACTOR. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika* [Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics]. 58. pp. 84–98

DOI 10.17223/19988621/58/7

Keywords: dimensionless productivity index, local grid refinement, oil and gas field, low-permeable reservoir.

The analytical expressions for normalization of the actual data on the well operation initial parameters are presented. The results of the dimensionless production index comparison are transferred to a mathematical model of the field sector in order to select an effective direction of the wellbore horizontal section. To determine an optimal production strategy, a synthetic model was developed using the tNavigator program. The Local Grid Refinement (LGR) method was applied to provide an accuracy of the mathematical model of a multistage hydraulic fracturing (MSHF) problem. This method represents a local grinding of the cells in the region of the MSHF cracks' formation. The grinding was carried out up to 4 mm in a cell size. A virtual perforation method was used for the rest of production wells in the sector. The models characterized by various permeability were calculated, and the following results were obtained: accumulated oil production in a longitudinal orientation of the MSHF cracks is higher than that in the transverse cracks, which is irrespective of the permeability. The initial oil production rate from a transverse crack location is higher, therefore, the pressure drop occurs much faster resulting in a low-pressure area formation. Such a crack arrangement in the well leads to a rapid decline of well and provides an increase in the water production.

ZYATIKOV Pavel Nikolaevich (Doctor of Technical Sciences, Professor, Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation).

SINEBRYUKHOV Kirill Vadimovich (Tomsk Oil and Gas Research and Design Institute, Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation).

BEREZOVSKY Yuriy Sergeevich (Tomsk Oil and Gas Research and Design Institute, Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation).

TRUSHKO Artem Stanislavovich (Tomsk Oil and Gas Research and Design Institute, Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation).

REFERENCES

1. Stewart G. (2011) *Well Test Design and Analysis*. Penn Well Corporation.
2. Cherevko M.A., Yanin A.N., Yanin K.E. (2015) *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri gorizontallyimi skvazhinami s mnogostadiynymi gidrorazryvami plasta* [Development of the oil fields in Western Siberia using the horizontal wells with a multistage hydraulic fracturing]. Tyumen; Kurgan: Zauralye.
3. Berzovsky Yu.S., Gusev P.Yu. (2015) Choosing of optimum technology of development field C PK layers, containing high-viscosity oil with bottom water and gas cap. *Proceedings of the XIX International Scientific Symposium 'Problems of Geology and Subsurface Development'*. pp. 782–784.
4. Gusev P.Yu., Berzovsky Yu.S., Slobodyan S.M. (2015). Optimization of development of a sector of oil-gas condensate field X using and integrated field model. *Proceedings of Digest West Siberian Petroleum Conference 'Innovative Technologies in Oil Industry'*. pp. 115–119.
5. Kanevskaya R.D. (1999) *Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza s primeneniem gidravlicheskogo razryva plasta* [Mathematical modeling of the oil and gas field development using a hydraulic fracturing]. Moscow: Nedra.
6. Rozenberg M.D., Kundin S.A. (1976) *Mnogofaznaya mnogokomponentnaya fil'tratsiya pri dobyche nefi i gaza* [Multiphase multicomponent filtration in oil and gas production]. Moscow: Nedra.
7. Krichloy G.B. (1979) *Sovremennaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy. Problemy modelirovaniya* [Modern development of oil fields. Modeling problems]. Moscow: Nedra.
8. Aziz H., Settari E. (1982) *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem* [Mathematical modeling of reservoir systems]. Moscow: Nedra.
9. Masket M. (1953) *Fizicheskie osnovy tekhnologii dobychi nefi* [Physical foundations of the oil production technology]. Moscow: Gostoptekhizdat.
10. Peaceman D.W. (1983) Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability. *SPE Journal*. 23(3). pp. 531–543. DOI: 10.2118/10528-PA.
11. Economides M.J., Martin A.N. (2010) How to decide between horizontal transverse, horizontal longitudinal and vertical fractured completion. *Annual Technical Conference and Exhibition: Society of Petroleum Engineers*. pp. 1–18. DOI: 10.2118/134424-MS.
12. Instruction of "TomskNIPNeft" on the maintenance of the rating of production drilling and sidetracking. No. ПИ-01.05 И-0016 ЮИ-068.
13. Donskoy S.E. (2016) Draft order "Rules for preparation of the technical projects on the development of hydrocarbon deposits".
14. Hamidullin M.R. (2016) Numerical simulation of single-phase fluid flow to a horizontal well with fractures of a multistage hydraulic fracturing. *Scientific notes of Kazan University*. 158. pp. 287–301.
15. Rock Flow Dynamics (2016): *tNavigator*. Flow simulator Technical manual.
16. Richardson J., Kerver J., Hafford J., Osoba J. (1958) Laboratory determination of relative permeability. *Trans. AIME*. 195(4-5).
17. Balin D.V., Semenova T.V. (2017) O vliyani protsessa avto-GRP na velichinu nakoplennoy dobychi nefi [Impact of injection induced fracturing on cumulative oil production]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz – Oil and Gas Studies*. 1. pp. 43–47. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-1-43-47.
18. Dongjin Xu, Ruiquan Liao, Zhiwen Li, Zhicheng Zhao, Fan Zhang (2015) Research on productivity for multi-stage fracturing of horizontal wells. *Chemical Engineering Transactions*. 46. pp. 1189–1194. DOI: 10.3303/CET1546199.
19. Dongjin Xu, Ruiquan Liao, Zhiwen Li, Zhicheng Zhao, Fan Zhang (2016) A new model to predict the unsteady production of fractured horizontal wells. *Sains Malaysiana*. 45(10). pp. 1579–1587. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.12.037.

Received: October 8, 2018