

О ВЛИЯНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРОДУКТИВНОСТЬ ДОБЫВАЮЩИХ И ПРИЕМИСТОСТЬ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Приводятся и обсуждаются результаты экспериментальных исследований по изучению влияния гидроразрыва на продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин, вскрывающих однородный или слоисто неоднородный нефтяные пласты. Исследования выполнены методом электрогидродинамической аналогии для условий площадной (пятиточечной) и рядной систем заводнения.

Ключевые слова: гидроразрыв, продуктивность, приемистость, система заводнения.

При разработке нефтяных месторождений обычными вертикальными скважинами (ВС) поток фильтрующейся жидкости вблизи них имеет радиальный характер и распределение давления по радиусу $P(r)$ подчиняется логарифмическому закону. В результате в призабойной зоне (ПЗ) (при $r < R_b$, где R_b – радиус воронки депрессии, не превышающей, как правило, 30–40 м) происходит максимальная потеря давления от полного перепада между забоями нагнетательных и добывающих скважин. Эта потеря идет на преодоление фильтрационного сопротивления ПЗ и ее величина может быть определена по известной формуле Дюпюи для радиального потока:

$$\Delta P' = Z_{ПЗ} Q \quad \text{при} \quad Z_{ПЗ} = \frac{\mu \cdot \ln \frac{R_b}{r_c}}{2\pi kH}, \quad (1)$$

где Q – дебит скважины, $Z_{ПЗ}$ – фильтрационное сопротивление ПЗ, μ – вязкость жидкости, r_c – радиус скважины, k и H – проницаемость и толщина пласта.

Из формулы (1) видно, что регулировать продуктивность добывающей и приемистость нагнетательной скважин за счет изменения $Z_{ПЗ}$ можно только с помощью двух параметров – k и r_c . Фактически проницаемость может ухудшаться из-за некачественного вскрытия пласта, из-за отложений парафина или асфальто-смолистых веществ и т. д. В таком случае для ее восстановления применяются различные (в основном физико-химические) технологии обработки ПЗ (Смирнов и др., 1998; Орлов и др., 2000), причем некоторые из них, в частности, соляно-кислотная обработка (Орлов и др., 2003), не только восстанавливают проницаемость, но и увеличивают ее, что эквивалентно увеличению r_c .

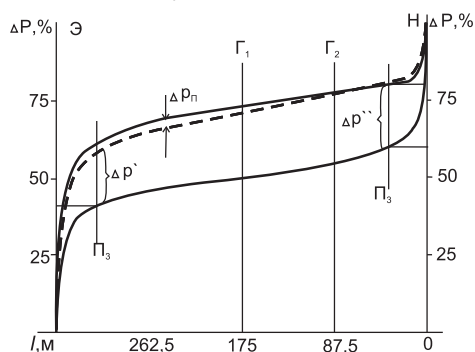


Рис. 1. Распределение давления на главной линии тока в пятиточечной ячейке.

Одной из наиболее распространенных технологий, гарантирующих эффективное увеличение r_c , является гидроразрыв пласта (ГРП) (Щелкачев, Лапук, 1949; Ма-

ганов и др., 2004). Однако даже при прочих равных условиях вязкость воды вблизи нагнетательных и нефти вблизи добывающих скважин различна, а из формулы (1) следует, что в таком случае влияние изменения радиуса скважины на величину воронки депрессии (R_b) и на потерю за счет этого части общего перепада давления будет также различным. В связи с этим, естественно, возникает вопрос: «Где, с позиций гидромеханики, при сходных геолого-физических условиях в окрестности ПЗ, эффективнее осуществлять ГРП – на нагнетательных или на добывающих скважинах?»

Пятиточечная расстановка скважин

Рассмотрим элемент площадной системы заводнения 500×500 м, содержащий четыре нагнетательных (по углам) и центральную добывающую скважины $r_c = 0,05$ м. Расстояние b между нагнетательными и добывающей скважинами в таком случае составляет 350 м.

Отношение гидропроводностей $\frac{K \cdot K_{фн}}{\mu_n}$ в нефтяной и

$\frac{K \cdot K_{фн}}{\mu_a}$ в заводненной зонах при вязкости нефти 20–25

мПа*с на основе многочисленных экспериментов по физическому моделированию нефтевытеснения принято равным трем. В каждом из рассматриваемых элементов все скважины вскрывают единым фильтром по два гидродинамически разобценных пропластка с соотношением проницаемостей 1:3.

Кривые распределения давления в ячейке между скважинами на главной линии тока приведены на рис. 1.

Кривая 1 соответствует распределению давления для однородной жидкости в каждом из пропластков (нефть в начале разработки или вода на конечной стадии). Видно, что в ПЗ эксплуатационной (Э) и нагнетательной (Н) сква-

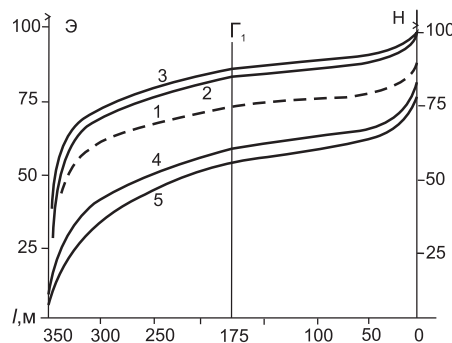


Рис. 2. Влияние гидроразрыва на распределение давления. 1 – без гидроразрыва; 2 – 3 – гидроразрыв на нагнетательной $r_s = 2,5$ и 5 м; 4 – 5 – гидроразрыв на добывающей скважине $r_s = 2,5$ и 5 м.

жин наблюдаются, в таком случае, резкие перегибы кривой P(l) и потери давления на воронке депрессии составляют до 40% на каждую скважину. В результате, при суммарном объеме ПЗ, составляющем 4% от объема пласта, на 96% этого объема остается только 20% от ΔP. По мере продвижения по пласту фронта заводнения, гидропроводность в заводненной зоне (Рис. 1, справа) возрастает, а в нефтяной зоне остается неизменной. Однако, распределение давления в пласте P(l) будет меняться и на рис. 1 кривая 2 показывает распределение давления, когда ВНК в первом пропластке (высокопроницаемом) находится в положении Γ₁, а в малопроницаемом – в положении Γ₂. Видно, что в заводненных зонах того и другого пропластков за счет увеличения гидропроводности глубина воронки депрессии уменьшилась на величину ΔP'', но в нефтяной зоне увеличилась на ΔP'. Суммарная потеря давления на воронках депрессии изменилась мало. Это связано с тем, что любое увеличение дебита добывающей скважины ΔQ приводит к увеличению потери давления в нефтяной зоне с высокой вязкостью μ_n на величину ΔQ×Z_{пз}, ограничивающую рост дебита.

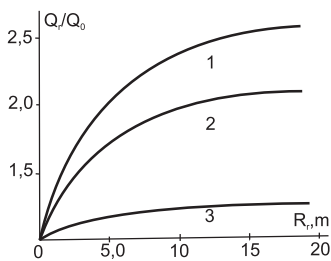


Рис. 3. Изменение дебита в пятиточке при гидроразрыве. 1 – гидроразрыв на всех ВС; 2 – гидроразрыв на добывающей ВС; 3 – гидроразрыв на нагнетательной ВС.

Допустим теперь, что при таких положениях ВНК в пропластках на нагнетательных скважинах проведен ГРП с целью увеличения r_c. На рисунке 2 показано влияние ГРП на изменение распределения P(r) на примере первого пропластка. Пунктирная линия 1 соответствует кривой 3 на рис. 1 (распределению давления в пласте при подходе ВНК к Γ₁ до ГРП). Как видим, после

ГРП на нагнетательных скважинах, увеличившим их эффективный радиус до 2,5 м (кривая 2) или до 5 м (кривая 3), воронка депрессии в зоне нагнетания существенно уменьшилась, а в зоне отбора увеличилась. При этом градиент давления в большей части объема остался небольшим. Если же делать ГРП только на добывающей скважине, то для тех же эффективных радиусов получим кривые 4 и 5. Видно, что в этом случае глубина воронки депрессии на нагнетательных скважинах возросла, но в нефтяной зоне добывающей скважины она в явном виде исчезла.

В результате, наклон кривых увеличился и градиенты давления по всему объему пласта заметно возросли, что

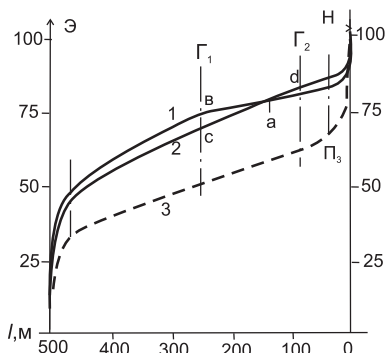


Рис. 4. Распределение давления при рядной схеме расстановки скважин.

может способствовать не только интенсификации добычи, но и вовлечению в разработку дополнительных запасов.

На рисунке 3 для пятиточечной системы заводнения показано влияние увеличения r_c на изменение дебита (Q_{ГРП}/Q₀) добывающей скважи-

ны в результате действия гидроразрыва. На этом рисунке кривая 1 соответствует ГРП, проведенному на всех скважинах (4 нагнетательных и 1 добывающая), кривая 2 – только на добывающей скважине, кривая 3 – на 4-х нагнетательных. За единицу принят дебит до ГРП в положении фронта на Γ₁.

Из рисунка видно, что на прирост дебита наиболее эффективно влияет ГРП на добывающей скважине в зоне высокой вязкости. Эффективность его тем выше, чем выше вязкость нефти.

Рядная расстановка скважин

Аналогично пятиточечной ячейке рассмотрим изменение давления в рядной схеме расстановки скважин. Примем для двухрядной схемы расстояние между рядами и скважинами в ряду по 500 м. Отношение гидропроводностей в заводненной и нефтяных зонах равно 2,5. Положение фронтов заводнения по пропласткам – Γ₁ в высокопроницаемом (посредине между рядами) и Γ₂ в низкопроницаемом (Рис. 4).

Распределение давления для однофазной жидкости, кривая 1 – при положении фронта заводнения на момент его нахождения между рядами (Γ₁), как и ранее это положение принято за базовое. Соотношение проницаемостей слагающих пласт разобренных пропластков, вскрытых одним фильтром – 1:3. Кривые 1 и 2 на рис. 4 характеризуют распределение давления в 1-ом и 2-ом пропластках до того как будут проведены ГТМ, направленные на уменьшение воронок депрессии и увеличение градиента давления в большей части пласта.

В данном случае, в отличие от пятиточечной схемы, удобно применять, вместо ГРП, горизонтальную скважину, имеющую малое сопротивление призабойной зоны. Длина ГС принята 200 м. Влияние замены нагнетательной вертикальной скважины на горизонтальную отражает кривая 3 на рис. 5.

Воронка депрессии на нагнетательной ГС отсутствует, но возросла глубина воронки на добывающей вертикальной. За счет увеличения крутизны наклона (градиента давления) P(l) в нефтяной зоне дебит добывающей возрос в 1,7 раза. Кривая 4 соответствует варианту, когда добывающая вертикальная заменена на горизонтальную. Наклон кривой P(l) в нефтяной зоне увеличился, дебит скважины возрос в 2,8 раза, несмотря на увеличение глубины воронки в заводненной зоне. Проведение операции в нефтяной зоне с высокой вязкостью также сказывается эффективно.

Слоисто-неоднородный пласт

В настоящее время слоисто-неоднородные пласты стремятся разрабатывать одним фильтром. При различной проницаемости пластов темпы их разработки различны и на какой-то момент времени положения их фронтов в пласте будут различны. Для гидродинамически несвязанных пластов, проницаемость которых отличается в 3 раза на

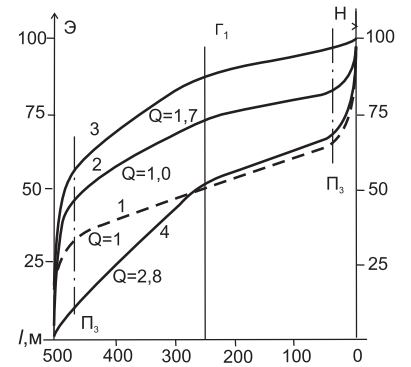


Рис. 5. Изменение распределения давления в высокопроницаемом пласте.

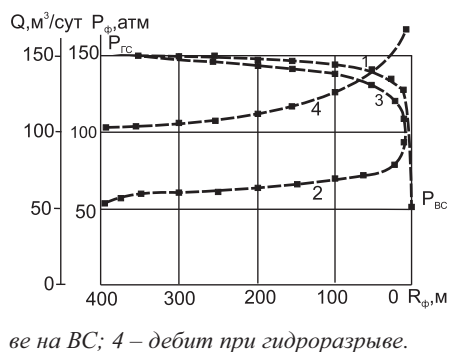


Рис. 6. Витеснение со стороны контура ГС. 1 – давление на фронте вытеснения без гидроразрыва; 2 – дебит без гидроразрыва; 3 – давление на фронте при гидроразрыве; 4 – дебит при гидроразрыве.

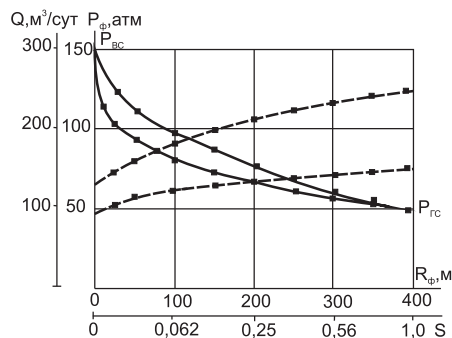


Рис. 7. Витеснение со стороны ВС. Усл. обозн. см. рис. 6. 3 – давление на фронте при гидроразрыве на ВС; $r = 2$ м.

рис. 1 (кривая 2) и рис. 4 (кривая 2) показано распределение давления, когда в высокопроницаемом пласте фронт заводнения находится в положении Γ_1 , в малопроницаемом пласте – в положении Γ_2 . Хотя влияние гидроразрыва на нагнетательной или добывающей скважинах для двухслойного пласта будет аналогично рассмотренному ранее, из рисунков видно, что распределение давления в пластах будет различно. Обратим внимание, что разница в давлениях по пластам в точках при одинаковых значениях r может достигать 3 – 6% от приложенного перепада ΔP . Это говорит о том, что даже при наличии глинистой перемычки между пластами, но за счет большой площади в вертикальном направлении могут возникнуть значительные перетоки.

Замкнутый контур питания

Для горизонтальных технологий в последнее время появились проекты, когда вертикальная скважина окружена практически замкнутым контуром из горизонтальных (Богданов и др., 2000; Габитов и др., 2004). В этом случае на контуре горизонтальных скважин воронки депрессии нет (Корнильцев, Волков, 2000), но она сохраняется у вертикальной. Представляет интерес исследовать вопрос, с какой стороны выгоднее осуществлять заводнение – со стороны вертикальной скважины или со стороны горизонтальных. Для контура из горизонтальных скважин, близкого к круговому, при вязкости нефти 10 мПа·с и проницаемости $K = 1$ мкм² на рис. 6 и 7 приведены профили изменения давления на фронте вытеснения и дебита по мере продвижения его по пласту.

Отношение гидропроводностей по зонам принято 2,5. На рисунке 6 при заводнении со стороны контура горизонтальных скважин кривая 1 показывает изменение давления на ВНК, а кривая 2 – изменение дебита без гидроразрыва на вертикальной, которая находится в нефтяной зоне с высокой вязкостью. Средний дебит без гидроразрыва равен 64 м³/сут на метр толщины пласта, а при гидроразрыве на вертикальной скважине – 110 м³/сут (кривые 3 и 4).

В случае заводнения со стороны центральной вертикальной, когда скважина оказывается в зоне маловязкой

жидкости, на рис. 7 приведены кривые аналогично кривым на рис. 6. Видно, что в первом варианте давление на контуре вытеснения длительное время меняется мало, но во втором случае монотонно убывает, а дебит монотонно растет. Средний дебит здесь составляет 135 м³/сут без гидроразрыва, а с гидроразрывом $r_3 = 2$ м – 210 м³/сут. Вариант расположения горизонтальных скважин в нефтяной зоне с малым сопротивлением призабойной зоны так же оказывается предпочтительнее.

Выводы

Разработка нефтяных месторождений вертикальными скважинами из-за большой потери действующего между ними перепада давления на призабойных зонах при малых радиусах скважин изначально энергетически несовершенна. Увеличение радиуса скважин при максимуме перепада давления позволяет существенно увеличить дебиты скважин. При этом увеличение радиуса наиболее эффективно на добывающих скважинах в зоне фильтрации наиболее вязкой жидкости.

Литература

- Богданов В.Л., Медведев Н.Я., Ерохин В.Л. и др. Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на Федоровском месторождении. *Нефтяное хозяйство*. 2000. № 8. 30-42.
- Габитов Г.Х., Лозин Н.З., Шарафутдинов Е.В. Анализ эффективности применения горизонтальных технологий на месторождениях Башкортостана. *Тез. док-ов науч.-практ. конф.: «Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных скважин»*. Казань: Плутон. 2004. 11.
- Корнильцев Ю.А., Волков Ю.А. Гидродинамический анализ особенностей притока к горизонтальным скважинам при формировании систем разработки нефтяных месторождений. *Мат-лы семинара-дискуссии: «Горизонтальные скважины: бурение, эксплуатация, исследование»*. Казань: Мастер Лайн. 2000. 155-162.
- Маганов Р.У., Новиков А.А. и др. Стратегия нефтяной компании ОАО «Лукойл» в области применения методов повышения нефтеотдачи пластов. *Интервал*. 2004. №1(60). 10-14.
- Орлов Г.А., Мусабилов М.Х. и др. Технология стимуляции скважин комплексным физико-химическим воздействием на призабойную зону пласта. *Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений*. Казань: Экоцентр. 2000. Т. 2. 469-473.
- Орлов Г.А., Мусабилов М.Х., Денисов Д.Г. Системное применение технологий кислотной стимуляции скважин и повышения нефтеотдачи пластов в карбонатных коллекторах. *Интервал*. 2003. № 9. 27-31.
- Смирнов А.В., Исангулов К.И. и др. Интенсификация добычи нефти с помощью материала «Полисил». Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона. Казань: Новое знание. 1998. 225-229.
- Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. М-Л.: Изд-во нефтяной и горно-топливной литературы. 1949. 552.

Y.A. Korniltsev. **Influence of the reservoir fracturing on exploitation wells productivity and on injectability of intake wells**

Influence of the reservoir fracturing on exploitation wells productivity and on injectability of intake wells, that open the homogeneous or layered-inhomogeneous oil reservoirs is discussed. Electrohydrodynamical analogy method for the areal (five-point) and in-line water flooding was used.

Keywords: the reservoir fracturing, productivity, injectability, water flooding.

Юрий Алексеевич Корнильцев

Зав. лабораторией моделирования пластовых процессов
ОАО «НИИ Нефтепромхим», ст. науч. сотрудник, к.ф.-м.н.

420045, Россия, Казань, ул. Ершова, 29. Тел.: (843)273-52-14.