

УДК 622.276

## РАЗРАБОТКА ДИЗАЙНА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ В НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ ТРЕХМЕРНОГО ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**Зейн Аль-Абидин М.Д., Сохошко С.К., Саранча А.В.**

*ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,  
Тюмень, e-mail: sarantcha@mail.ru*

В современных программных продуктах для интерпретации гидродинамических исследований отсутствуют решения для горизонтальных нефтяных скважин, находящихся в нефтегазоконденсатных коллекторах. Для дизайна сложных случаев гидродинамических исследований возможна комбинация программ для интерпретации (Ecrin Saphir, PanSystem) и гидродинамических симуляторов (Tempest More, Eclipse). В работе построена гидродинамическая модель с малым размером ячеек для воспроизведения пространственных процессов перераспределения давления в пласте. Особенностью гидродинамической модели является большая размерность и малый временной шаг, что позволяет создавать дизайн гидродинамического исследования. Доказано, что при достижении газонефтяного контакта на производной отмечается провал, связанный с переходом от одной зоны к другой, который также характерен для порово-трещинных коллекторов, а также может свидетельствовать о достижении непроницаемой границы.

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования, гидродинамическое моделирование, кривая восстановления давления, нефтегазоконденсатный коллектор, горизонтальная скважина

## DEVELOPMENT OF OIL WELL TEST DESIGN IN THE OIL-GAS RESERVOIR USING THE METHODS OF 3D HYDRODYNAMIC SIMULATION

**Zein Al-Abideen M.J., Sokhoshko S.K., Sarancha A.V.**

*Federal Budget Educational Institution of Higher Education «Tyumen State Oil and Gas University»,  
Tyumen, e-mail: sarantcha@mail.ru*

In modern software products for well test interpretation are no solutions for horizontal oil wells, located in the oil and gas reservoirs. For the design of complex cases can be a combination of well test interpretation software (Ecrin Saphir, PanSystem) and hydrodynamic simulations (Tempest More, Eclipse). The hydrodynamic model was built with the small size of the cells to reproduce the spatial redistribution of the pressure in the formation process. A feature of the hydrodynamic model is the large dimension and a small time step, which allows you to design of well testing. It is proved that when the gas-oil contact on the derived marked failure associated with the transition from one zone to another, which is also typical for porous-fractured reservoirs, and can testify to achieve an impermeable boundary.

**Keywords:** well testing, hydrodynamic modeling, build up curve, oil and gas reservoir, horizontal well

Гидродинамические исследования (ГДИ) горизонтальных скважин имеют свои особенности, связанные с тем, что в скважине могут последовательно возникать ранний радиальный, линейный и поздний радиальный притоки. В связи с этим интерпретация таких исследований невозможна без применения диагностических графиков. Отдельно рассматриваются вопросы влияния анизотропии, наличия непроницаемых границ, геометрии ствола скважины на форму диагностических кривых [2–7]. Ранее в статье [1] авторами впервые был освещен вопрос влияния газонефтяного контакта при замере кривой восстановления давления в нефтяных горизонтальных скважинах, вскрывающих нефтегазоконденсатные коллекторы подошвенного типа. В частности, в статье рассматривалась скважина № 7, в которой через 0,7 часа после начала исследования

отмечался провал на производной. На основе предположения о достижении ГНК была разработана методика, которая позволяет определить анизотропию коллектора и вертикальную проницаемость.

Для доказательства выдвинутых в статье [1] предположений построим дизайн гидродинамического исследования, при этом будет необходимо воспроизвести геологические особенности пласта. Поскольку в нашем исследовании большое влияние оказывает пространственное перераспределение давления, необходимо использование именно трехмерной модели. Современные программные продукты, такие как Ecrin Saphir, позволяют использовать набор аналитических решений для создания дизайна ГДИ, а также двумерную численную модель с использованием в ней сетки Вороного. Однако набора этих решений недостаточно,

чтобы построить дизайн ГДИ для нефтяной скважины, расположенной вблизи ВНК и ГНК.

В связи с этим возникла необходимость использования численной трехмерной модели. В разработке такой модели нет необходимости, поскольку на сегодняшний день существуют гидродинамические симуляторы, которые не предназначены для создания дизайна ГДИ, однако с приемлемой точностью позволяют использовать их для этих целей. Современные гидродинамические симуляторы не позволяют использовать сетку Вороного, поэтому для получения достоверных данных необходимо использовать ячейки небольшого размера в прискважинной зоне.

Для дизайна ГДИ был выбран гидродинамический симулятор Tempest Moge 7.0 компании Roxar, модель «черной нефти». В качестве исходной информации в симуляторе задаются геометрические параметры пласта, свойства флюидов, относительные фазовые проницаемости, начальное состояние системы, данные по скважинам.

Для моделирования заданы три фазы – нефть, газ и вода. Свойства воды, нефти и газа заданы в соответствии с данными лабораторных исследований по данной скважине. Для характеристики изменения свойств нефти и газа с изменением давления использованы PVT-таблицы. Также в секции свойств флюидов задана начальная пластовая температура – 84°C.

В секции относительных фазовых проницаемостей заданы две зависимости в системах «нефть – вода» и «нефть – газ», полученных по данным специальных керновых исследований. Для определения конечных

точек использованы петрофизические зависимости от проницаемости. Поскольку целью было воспроизведение дизайна ГДИ для условий скважины № 7, то в гидродинамической модели задано среднее значение проницаемости 0,02 мкм<sup>2</sup>, пористости – 16,7%. Вертикальная проницаемость коллектора задана в соответствии с полученным для скважины № 7 значением – 0,0024 мкм<sup>2</sup>.

Геометрические параметры пласта подбирались таким образом, чтобы воспроизвести особенности работы скважины № 7. Поскольку горизонтальный ствол скважины составляет порядка 800 м, то размер модели в пространстве был задан 2000×2000 м, размерность – 100×100 ячеек. Таким образом, одна ячейка в горизонтальной плоскости имеет размер 20×20 м, что сопоставимо с размерностью, в которых строятся геологические модели. В районе скважины № 7 расстояние от кровли до подошвы составляет 70 м, поэтому в гидродинамической модели было использовано именно это значение, при этом размерность по оси Z составила 350 ячеек, что позволит максимально детально воспроизвести перераспределение давления в вертикальной плоскости. Размер ячейки в вертикальной плоскости составляет всего 20 см. Таким образом, в целом трехмерная модель содержит 3,5 млн активных ячеек.

Границы ГНК и ВНК приняты на отметках 3132 и 3141,6 м. Горизонтальный ствол скважины № 7 расположен на расстоянии 2,8 метра от газонефтяного контакта. Схематичное расположение скважины в разрезе куба тройной насыщенности представлено на рис. 1.

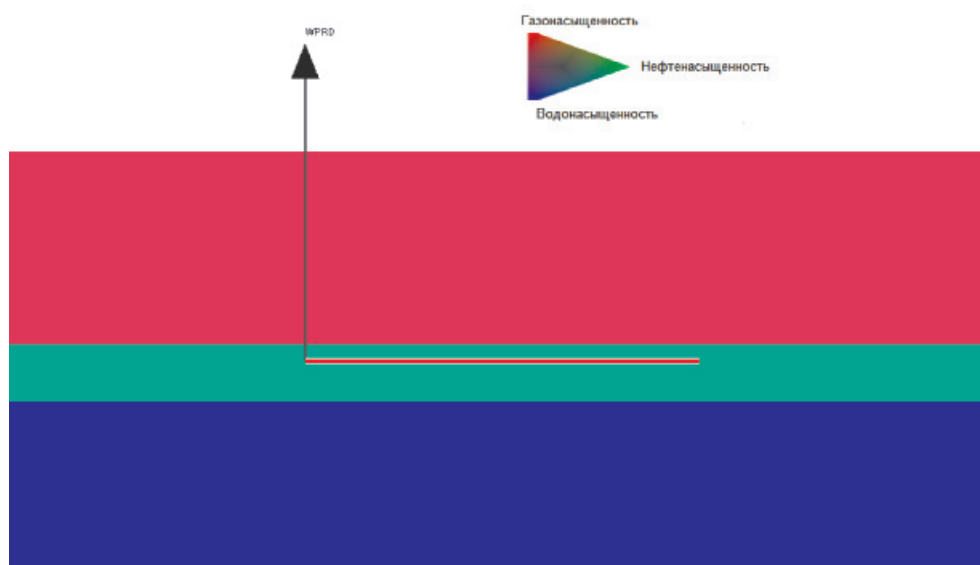


Рис. 1. Расположение горизонтального ствола скважины № 7 в продуктивном пласте

Скважина была введена в работу длительностью на одну неделю с ограничением по дебиту нефти 230 м<sup>3</sup>/сут, что соответствует истории работы скважины. После этого скважина была остановлена, в течение недели расчет модели проводился уже с остановленной скважиной.

В качестве исходной информации для построения ГДИ использованы динамические значения забойного давления. Шаг по времени при расчете на модели составил 0,001 сут или 86,4 с. Такой шаг является приемлемым для исследования процессов, происходящих через 0,5–1 час после остановки скважины.

Далее данные динамики давлений и дебитов загружены в программу Ecrin Saphir для построения диагностического графика, при этом в качестве исходной информации заданы те же параметры, что и в гидродинамической модели. Обзорный график исследования представлен на рис. 2.

В Ecrin Saphir построен диагностический график в двойных логарифмических координатах (рис. 3). Как и ожидалось, на графике отмечается провал, однако минимальные значения на графике производной отмечаются в районе 0,8 часов, в то время как по данным реального исследования – 0,7 часов. Небольшое различие может быть вызвано тем, что в модели используются

упрощенные представления о геологическом строении зоны дренирования скважины. Существенно различается и поведение кривой производной на этом участке. Если в случае реального исследования отмечаются значительные колебания производной в пределах одного логарифмического цикла, то в случае с синтезированной кривой восстановления давления процесс перераспределения давления, связанный с достижением ГНК, происходит более плавно, но также в течение одного логарифмического цикла. В дальнейшем наблюдается линейный приток как на реальном диагностическом графике, так и на графике синтезированной кривой.

В программном продукте Ecrin Saphir также существует инструмент, который позволяет анализировать динамику изменения давления – KIWI (Kappa Intelligent Well test Interpretation). KIWI – это модуль искусственного интеллекта (ИИ), цель которого, помочь исследователю сделать быстрее интерпретацию, давая подсказки о том, какие аналитические модели возможны в данном случае и оценок соответствующих им параметров.

Анализ KIWI базируется исключительно на форме производной. Он показывает перечень моделей (с параметрами), которые могут воспроизвести такую форму кривой производной.

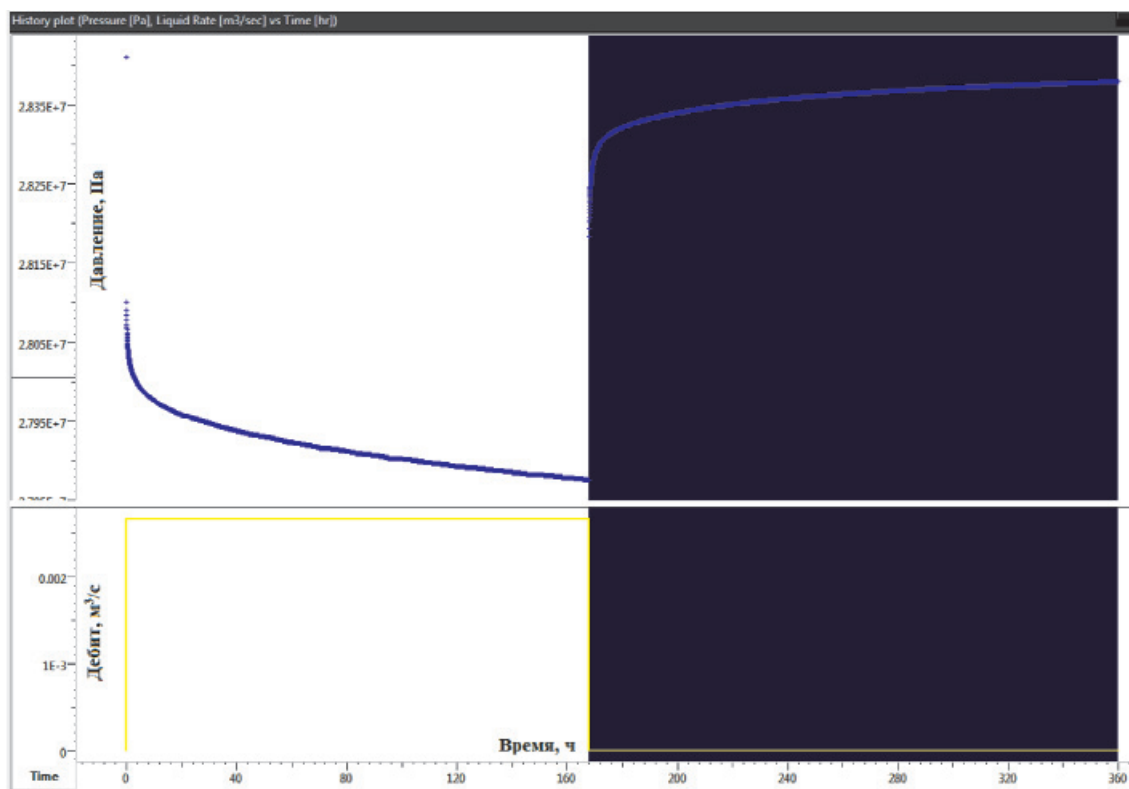


Рис. 2. Обзорная схема исследования в гидродинамическом симуляторе

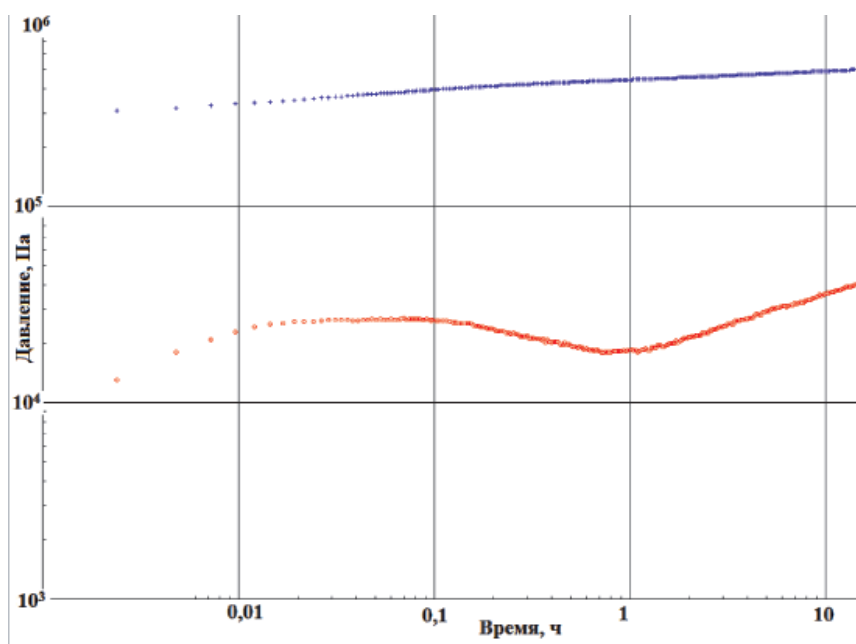


Рис. 3. Диагностический график синтезированной кривой

Анализ с использованием KIWI (рис. 4) показал, что двумя решениями, которые могут объяснить такое поведение кривой, являются модель двойной пористости и наличие одной или нескольких непроницаемых границ. Как уже упоминалось выше, Esrin Saphir не имеет решений для случаев, рассмотренных в нашей работе, однако оба возможных решения KIWI связаны с двумя различными зонами перераспределения давления.

Модели с двойной пористостью исходят из того, что коллектор неоднороден, но состоит из блоков материнской породы (матрицы) с высоким коэффициентом упруго-емкости пласта и низкой проницаемостью.

Когда скважина вводится в эксплуатацию впервые, после любого поведения под влиянием скважины первым развивающимся

режимом потока является радиальное течение из системы трещин, т.е. система трещин работает, как будто там кроме нее ничего нет, и внутри матричных блоков не происходит изменений давления.

Как только начала работать система трещин, между матричными блоками и трещинами устанавливается перепад давлений. Материнская порода все еще стоит на начальном давлении, в то время как у системы трещин давление по стволу скважины. Затем матричные блоки начинают работать в систему трещин, эффективно обеспечивая поддержку давления, и кривая падения давления на короткий промежуток замедляется, поскольку эта дополнительная энергия стремится стабилизировать давление; и тем самым образуется переходный провал на производной.

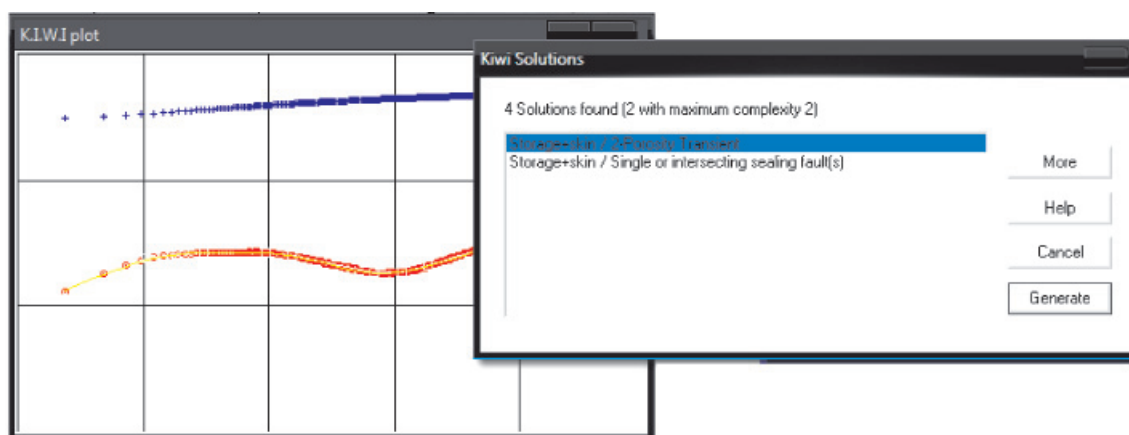


Рис. 4. Анализ синтезированной кривой с использованием KIWI

В случае как с непроницаемой границей такого провала на производной нет, однако всю производную можно разделить на два участка – до достижения границы и после достижения границы. До достижения границы в пласте формируется радиальный приток, который выглядит как горизонтальная линия на графике производной. Однако если расстояние до границы небольшое, то горизонтальный участок будет непродолжительным либо будет отсутствовать совсем. После достижения границы радиальный приток начнет превращаться в полурadiaльный, в результате чего производная давления будет стремиться вверх, пока не установится новый полурadiaльный вид притока. В этом случае первоначальный радиальный приток будет выглядеть как провал на графике производной.

### Выводы

1. В современных программных продуктах для интерпретации гидродинамических исследований отсутствуют решения для горизонтальных нефтяных скважин, находящихся в нефтегазоконденсатных коллекторах.

2. Для дизайна сложных случаев гидродинамических исследований возможна комбинация программ для интерпретации ГДИ (Ecrin Saphir, PanSystem) и гидродинамических симуляторов (Tempest More, Eclipse).

3. Доказано, что при достижении газонефтяного контакта на производной отмечается провал, связанный с переходом от одной зоны к другой, который также характерен для порово-трещинных коллекторов.

### Список литературы

1. Зейн Аль-Абидин М.Д., Сохошко С.К., Саранча А.В., Кочерга Н.П. Особенности интерпретации кривых восстановления давления, полученных в горизонтальных нефтяных скважинах в нефтегазоконденсатных коллекторах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 5. – С. 45–47.

2. Исмаилов Ф.С., Велиев М.Н. Определение производительности нефтяных и газовых многозабойно-го-

ризонтальных скважин с учетом плотности перфорации и анизотропии пласта // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 6. – С. 9–13.

3. Карнаузов М.Л., Пьянкова Е.М., Синцов И.А. Разработка решения для учета влияния непроницаемых границ на производительность горизонтальных скважин // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 8. – С. 78–81.

4. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Оценка влияния фильтрационной анизотропии нефтегазоносных коллекторов при моделировании месторождений // Газовая промышленность. – 2014. – № 3. – С. 22–27.

5. Ольховская В.А., Зиновьев А.М., Головина Ю.А. Параметрическая интерпретация данных гидродинамических исследований скважин и пласта как реологической системы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 8. – С. 40–44.

6. Сатюков Ю.А., Райнич Е.М. Анализ исторических кривых восстановления давления в билогарифмических координатах. – 2012. – № 4. – С. 41–44.

7. Синцов И.А. Гидродинамические исследования в многозабойных скважинах с горизонтальными стволами // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 3. – С. 55–57.

### References

1. Zejn Al-Abidin M.D., Sohoshko S.K., Sarancha A.V., Kocherga N.P. Osobennosti interpretacii krivykh vosstanovlenija davlenija, poluchennyh v gorizontalnyh neftjanyh skvazhinah v neftegazokondensatnyh kollektorah // Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Neft i gaz. 2015. no. 5. pp. 45–47.

2. Ismajlov F.S., Veliev M.N. Opredelenie proizvoditel'nosti neftjanyh i gazovyh mnogozabojno-gorizontalnyh skvazhin s uchetom plotnosti perforacii i anizotropii plasta // Neftpromyslovoe delo. 2012. no. 6. pp. 9–13.

3. Karnauhov M.L., Pjankova E.M., Sincov I.A. Razrabotka reshenija dlja ucheta vlijanija nepronicajemyh granic na proizvoditel'nost gorizontalnyh skvazhin // Territorija Neftgaz. 2011. no. 8. pp. 78–81.

4. Merkulov V.P., Krasnoshehkova L.A. Ocenka vlijanija filtracionnoj anizotropii neftegazonosnyh kollektorov pri modelirovanii mestorozhdenij // Gazovaja promyshlennost. 2014. no. 3. pp. 22–27.

5. Olhovskaja V.A., Zinovev A.M., Golovina Ju.A. Parametricheskaja interpretacija dannyh gidrodinamicheskikh issledovanij skvazhin i plasta kak reologicheskoi sistemy // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij. 2012. no. 8. pp. 40–44.

6. Satjukov Ju.A., Rajnich E.M. Analiz istoricheskikh krivykh vosstanovlenija davlenija v bilogarifmicheskikh koordinatah. 2012. no. 4. pp. 41–44.

7. Sincov I.A. Gidrodinamicheskie issledovanija v mnogozabojnyh skvazhinah s gorizontalnymi stvolami // Territorija Neftgaz. 2012. no. 3. pp. 55–57.