

N-мерное гидродинамическое моделирование и его возможности в решении проблем нефтегазодобывающей отрасли России

Г.М. Ярышев
директор

Ю.Г. Ярышев
директор департамента 09

В.В. Ямщиков
зав. лабораторией

З.А. Решетова
м.н.с.

ООО «Реагент», Тюмень, Россия

Ключевые слова

увеличение КИН, моделирование, нефть, терригенные коллекторы, гидродинамика, макро- микро- нанопоры

В работе представлен инновационный метод гидродинамического моделирования терригенных коллекторов, позволяющий достоверно отобразить информацию по разработке ТРИЗ (в отличие от существующих на данный момент гидродинамических моделей) путем вовлечения в расчеты не только макро-, но также микро- и нанопоровые каналы горной породы. Наш метод переводит проблему повышения нефтеотдачи и снижения себестоимости добычи нефти из теоретической в чисто техническую. Представлены варианты решения основных проблем нефтегазовой отрасли Западной Сибири.

Проблемы нефтегазодобывающей отрасли хорошо известны:

- запасы углеводородов в высокопродуктивных преимущественно меловых отложениях выработаны;
- коэффициенты извлечения нефти по большинству месторождений ниже проектных и утверждённых ГКЗ;
- эффект от широко используемых ГРП краткосрочен и ниже расчетных значений;
- не решается проблема разработки запасов подгазовых и водоплавающих зон, а также трудноизвлекаемых запасов низкопроницаемых залежей;
- несмотря на широкое использование самых современных, в том числе импортных методов, в среднем себестоимость добычи нефти за последние 10 лет выросла более чем в 3 раза.

Одна из причин сложившейся ситуации – невосприимчивость нефтегазодобывающих компаний к новым идеям и разработкам, выполненным вне соответствующих компаний. Нефтегазодобывающие компании отгородились не только друг от друга, но и создали мощные заслоны в лице собственных институтов, научных центров и т.п. от инноваций, рождённых в малых и микро предприятиях. Более того, в государстве ликвидирована, как класс, научная аккредитация малых предприятий. А ведь наука рождает новое только тогда, когда поиск выходит за рамки

ограничений и стандартов, установленных ГОСТ, ОСТ, СТП, безусловное выполнение которых требует аккредитация испытательных и аналитических лабораторий, а без таких аккредитаций малый бизнес не допускается к «телу» нефтегазодобывающих компаний.

Коллективом ООО «Реагент» разработан, опробован и запатентован статистический подход к гидродинамическому моделированию разработки запасов углеводородов в терригенных коллекторах.

Терригенные коллекторы можно представить в виде набора поровых каналов всевозможного диаметра и протяжённости, соединяющих призабойную зону скважины с удалённой нефте-газо-водонасыщенной зоной, с неколлекторной горной породы и между собой. Очевидно, что наряду с начальным напряжением сдвига флюида в поровом канале необходима компенсация потерь давления на преодоление внутреннего трения (вязкости) и на сопротивление трения флюида о поверхность пор.

При написании гидродинамического уравнения, адекватного рассматриваемому сложному объекту горной породы, была учтена независимость важнейших коллекторских характеристик: пористости K_p , проницаемости $K_{пр}$ и внешнего трения (далее напряжение фильтрации F) поровых каналов.

В целях упрощения расчетов поровые каналы объединены в N-групп по близости

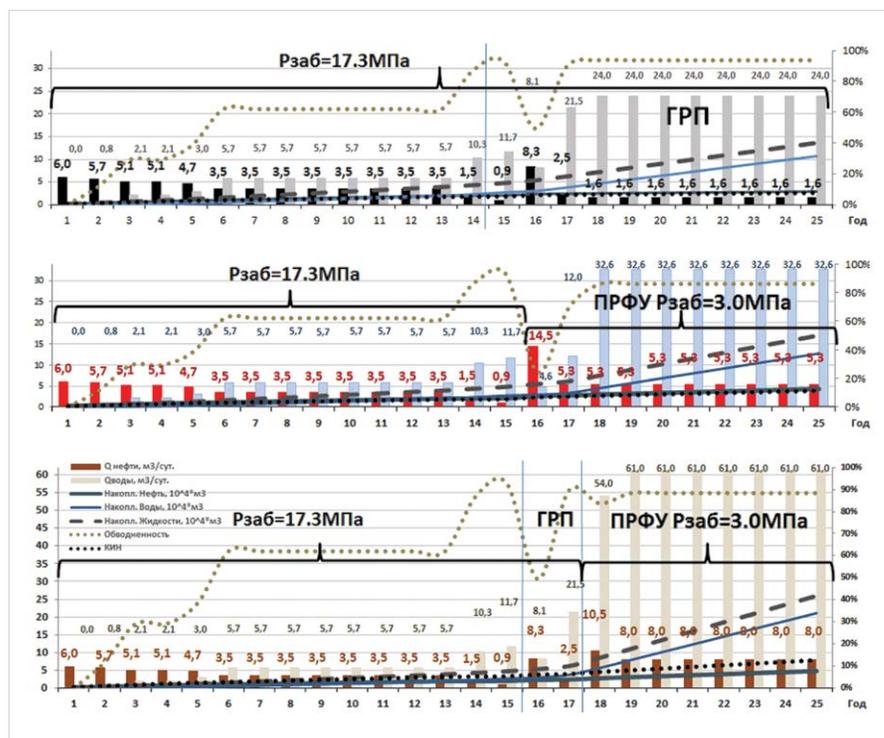


Рис. 1 – НГДМ. Оценка методов интенсификации

условного диаметра пор в Гидродинамические Единицы Потока (ГЕП), по аналогии с ГЕП, предложенными группой иностранных ученых [1]. В каждом из N независимых ГЕП фильтрация пор считается поршневой, имеющей разную скорость и водонасыщенность, с независимыми в пределах каждого ГЕП: K_{ni} , K_{npi} и F_i . Соответственно, в N -мерном гидродинамическом уравнении независимость параметров учитывается произведением вероятностей W_{npi} , W_{ni} , W_{fi} :

$$Q = \sum_{j=1}^R \frac{0.542 \cdot h}{\mu \cdot \ln(1 + \Delta R_j / R_j)} \sum_{i=1}^n k_{npi} \cdot (\Delta P_j - F_{ki} \cdot \Delta R_i) \cdot W_{npi} \cdot W_{ni} \cdot W_{fi}$$

Надежность применения N -мерного гидродинамического моделирования была доказана [2, 3] по сходимости результата расчёта с фактом, в том числе на Талинской и Кетовской залежах, где используемые отечественные и импортные гидродинамические модели завышают нефтеотдачу в 2–3 раза.

Расчет КИН на указанных залежах в режиме пенной фильтрации, т.е. при давлении на забое ниже давления насыщения при жестком условии поддержания текущего значения газового фактора продукции скважин на уровне начального газового фактора, подтвердил возможность довести его (КИН) до утвержденных ГКЗ значений.

В связи с повсеместным применением ГРП была поставлена и решена задача адаптации N -мерной гидродинамической модели к гидродинамике флюидов в условиях ГРП. На рис. 1 показан результат расчета низкодебитной скважины Юрского горизонта в фонтанном режиме, в режиме ГРП и в пенном режиме. Расчет показывает, что ГРП эффективен в первые 1,5–2 года. Пенный режим эффективнее ГРП более, чем в 2,5 раза за первые 4 года. При этом ежегодная добыча в последующие 6 лет и дебит скважины в пенном режиме превышают дебит скважины с ГРП в 3 раза.

Принципиально важно, что N -мерное нелинейное моделирование позволяет обеспечить эффективную выработку запасов нефти подгазовых и водоплавающих зон при реализации режимов, предусмотренных нашими патентами [4–8], а именно, путем обеспечения минимальных значений градиента давления по всей контактной площади фаз при совместно раздельной эксплуатации разнофазных зон одной скважиной с разными расчетными давлениями на забое скважины в указанных зонах, рис. 2.

Из рис. 2–3 видно, что оптимальным является вариант, когда забойное давление в зоне перфорации маловязкого флюида (газ, вода) при совместно раздельной эксплуатации скважины ниже забойного давления нефтенасыщенной зоны. Величина забойных давлений выбирается по результатам расчета по N -мерной гидродинамической модели.

К сожалению, в настоящее время испытание данной технологии не проведено из-за отсутствия запроса со стороны нефтепользователя.

Выводы

1. Разработана и испытана N -мерная гидродинамическая модель фильтрации флюидов в горной породе.

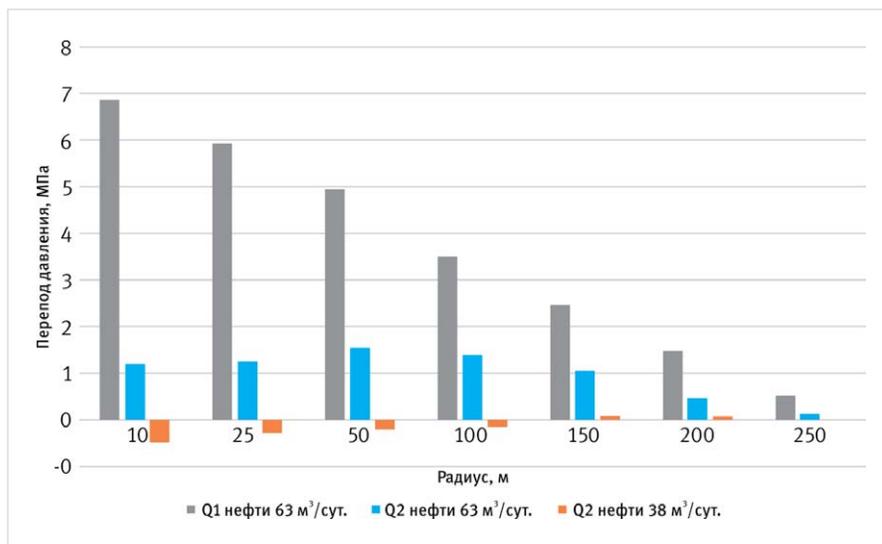


Рис. 2 — Перепад давления на контуре газ-нефть при совместно-раздельной эксплуатации

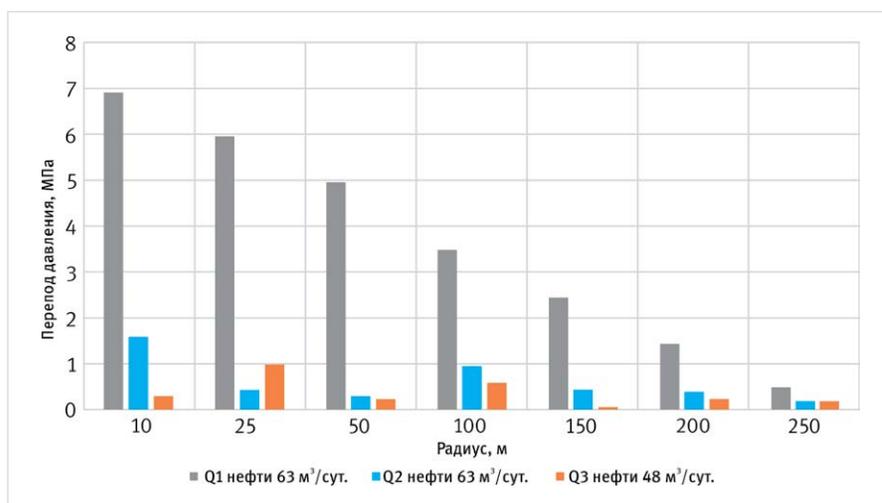


Рис. 3 — Перепад давления на контуре газ-нефть при совместно-раздельной эксплуатации

2. Подтверждена сходимость результата N -мерного моделирования с фактом.
3. Показана возможность решения задачи повышения эффективности и глубины извлечения запасов углеводородов, в том числе в подгазовых и водоплавающих зонах.

Список литературы

1. Amaefule, J.O., Altunday, D., Tiab, D., Kersey, D.G., and Keelan, D.K.: "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/ Wells", SPE 26436 (1993)
2. Патент № 2162935. Способ разработки нефтяной залежи (варианты). Заявлено 11.03.1999. Опубликовано 10.02.2001.
3. Ярышев Г. М. Ямщиков В. В. и др. Почему падает КИН? // Экспозиция Нефть Газ. 2010. № 4/н. С. 21–25.
4. Патент № 2151279. Способ эксплуатации многопластовых нефтяных месторождений. Заявлено 03.04.1998. Опубликовано 26.06.2000.
5. Патент № 2151275. Способ

- эксплуатации добывающих скважин. Заявлено 03.04.1998. Опубликовано 26.06.2000.
6. Патент № 2151276. Способ эксплуатации нефтяных скважин. Заявлено 03.04.1998. Опубликовано 26.06.2000.
 7. Патент № 2504654. Способ определения коэффициента извлечения нефти при нелинейной фильтрации. Заявлено 27.07.2012. Опубликовано 20.01.2014.
 8. Патент № 2556649. Способ определения динамики извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти. 31.03.2014.



ООО «Реагент»
625031, г. Тюмень, ул. Щербакова, 160
+7 (3452) 47-24-93
mail@reagent.su
www.reagent.su