

УДК 622.276

ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ И ВНУТРИПЛАСТОВОГО ПЕРЕТОКА В ВЕРТИКАЛЬНО НЕОДНОРОДНОМ ПО ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМ СВОЙСТВАМ ПЛАСТЕ

М.Е. Мартынов, Б.Б. Квеско, Е.Г. Карпова, А.Р. Квеско

Томский политехнический университет

* Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

E-mail: kveskobb@gmail.com

На основании анализа результатов гидродинамических исследований рассмотрен механизм оценки вертикальной проницаемости. При расчете параметров пласта использовалось классическое аналитическое решение для двухпластовых систем с допущением о псевдоустановившемся внутрипластовом перетоке. Оценены значения проницаемостей для каждого из пропластков при их совместном испытании.

Ключевые слова:

Фильтрационно-емкостные свойства, проницаемость, коллектор, анизотропия, кривая восстановления давления.

Key words:

Porosity and permeability properties, permeability, reservoir, anisotropy, pressure build-up curve.

Отложения мелководных и прибрежно-морских фаций характеризуются крайне неоднородным вертикальным строением. Для них свойственна вертикальная зональность в распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). При формировании регрессивных циклитов в песчаных отложениях наблюдается тренд увеличения зернистости/проницаемости вверх по разрезу. Распространена ситуация, когда продуктивный пласт можно условно разделить на 2 слоя: верхний — наиболее продуктивный, с повышенными ФЕС; и нижний — менее продуктивный, с проницаемостью в 10–15 раз меньше, чем у верхнего, который сформировался в более глубоководных, удаленных от береговой линии обстановках осадконакопления. Разработка таких пластов характеризуется тем, что основной приток флюида идет по наиболее проницаемому пропластку, а менее проницаемый, который может содержать значительную часть запасов, практически не вовлечен в работу. Извлечение этих запасов происходит в основном за счет внутрипластового вертикального перетока из нижнего пропластка в верхний. Очевидно, что в этом случае вертикальная проницаемость будет являться одним из ключевых факторов, влияющих на нефтеотдачу [1, 2].

Аналитические решения по оценке вертикальной проницаемости на неустановившихся режимах фильтрации были рассмотрены зарубежными авторами в работах [3–8]. К сожалению, в данных работах были рассмотрены только теоретические аспекты решения поставленной задачи. В работах [2, 9] приводятся реальные примеры интерпретации гидродинамических исследований с определением вертикальной проницаемости и внутрипластовых перетоков. Целью данной работы является обобщение опыта и имеющихся математических моделей внутрипластовых перетоков, применение математической модели к реальным данным, полученным на одном из месторождений Западной Сибири, и сравнение полученных результатов с данными, рассчитанными по другой методике.

Модель двухпластового коллектора

В двухпластовом коллекторе (рис. 1) каждый из пропластков характеризуется собственными параметрами: мощностью, пористостью, насыщенностью, сжимаемостью поровой системы, горизонтальной и вертикальной проницаемостями, скин-фактором. Верхний и нижний пропластки гидродинамически связаны между собой через проницаемый экран мощностью h_e и вертикальной проницаемостью k_{ve} . Проницаемый экран вводится с целью получения аналитического решения данной модели, в которой используются два основных допущения:

1. Горизонтальный поток флюида в каждом пропластке.
2. Псевдоустановившийся вертикальный переток между пропластками.

При совместной эксплуатации двух пропластков давление в верхнем просаживается быстрее, возникает перепад давления в вертикальном направлении и происходят внутрипластовые перетоки.

Описываемая модель является аналогом модели двойной пористости, которая используется для описания трещиноватых карбонатных коллекторов: две взаимодействующие между собой системы с различными характеристиками (система пор и трещин — для модели двойной пористости, верхний и нижний пропласток — для модели двухпластового коллектора). Переток из одной системы в другую происходит в псевдоустановившемся режиме. Существенное различие заключается в том, что в модели двойной пористости сделано допущение, что проницаемость одной из систем (пористый скелет породы) незначительна по сравнению с другой (проницаемость системы трещин). Это допущение необязательно для модели двухпластового коллектора, поэтому описываемую модель также называют моделью двойной пористости и двойной проницаемости. Основные параметры модели двухпластового коллектора:

1. Общая проводимость пласта: $kh = k_1 h_1 + k_2 h_2$.

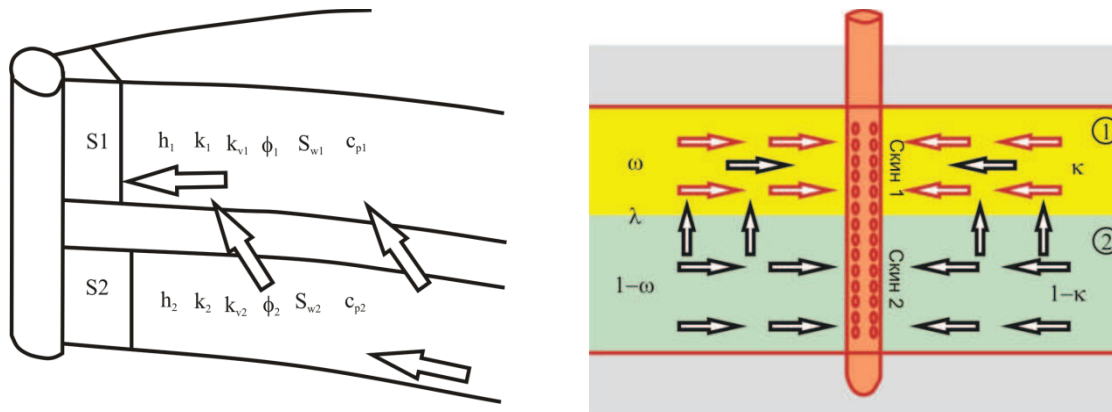


Рис. 1. Модель двухпластового коллектора. Верхний пропласток характеризуется повышенными ФЕС. 1, 2 – верхний и нижний пропластки соответственно; S_1 , S_2 – скин-факторы верхнего и нижнего пропластков соответственно; h_1 , h_2 – мощности верхнего и нижнего пропластков соответственно; k_1 , k_2 – горизонтальные проницаемости верхнего и нижнего пропластков соответственно; k_{v1} , k_{v2} – вертикальные проницаемости верхнего и нижнего пропластков соответственно; ϕ_1 , ϕ_2 – пористость верхнего и нижнего пропластков соответственно; c_{p1} , c_{p2} – сжимаемость верхнего и нижнего пропластков соответственно; ω – отношение проводимости верхнего пропластка к общей проводимости пласта; λ – отношение упругости верхнего пропластка к общей упругости пласта; κ – параметр течения в межслойном пространстве

2. Отношение проводимости верхнего пропластка к общей проводимости пласта:

$$\kappa = \frac{k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2}.$$

3. Скин-фактор для каждого из пропластков: S_1 и S_2 .
4. Общая упругость пласта:

$$(\phi c_t) = \frac{(h \phi c_t)_1 + (h \phi c_t)_2}{h_1 + h_2}.$$

5. Отношение упругости верхнего пропластка к общей упругости пласта:

$$\omega = \frac{(h \phi c_t)_1}{(h \phi c_t)}.$$

6. Параметр течения в межслойном пространстве, который описывает фильтрационные свойства между пропластками:

$$\lambda = \frac{r_w^2}{kh} \cdot \frac{2}{\frac{2h_e}{k_{ve}} + \frac{h_1}{k_{v1}} + \frac{h_2}{k_{v2}}}.$$

Если проницаемый экран между двумя пропластками ограничивает переток, то h_e/k_{ve} принимает большее значение по сравнению с h_1/k_{v1} и h_2/k_{v2} , и параметр λ в этом случае используется для оценки вертикальной проницаемости экрана:

$$k_{ve} = \frac{kh}{r_w^2} h_e \lambda.$$

Для оценки вертикальной проницаемости пласта рассмотрим частный случай, когда $h_e=0$. Принимая равным $k_{v1}=k_{v2}=k_v$, λ используется для оценки анизотропии проницаемости пласта [2]:

$$\frac{k_v}{k_h} = \frac{1}{2} \frac{h^2}{r_w^2} \lambda,$$

Аналитические решения данной модели с учетом введенных параметров, допущений, различных начальных и граничных условий были получены многими авторами [3–8] и в данной статье не рассматриваются. Полученные решения успешно реализованы в современных компьютерных программах интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Пример интерпретации рассмотрен далее.

Пример интерпретации гидродинамических исследований скважин

На скважине К41 одного из месторождений Западной Сибири были проведены гидродинамические исследования на неустановившемся режиме фильтрации путем записи кривой восстановления давления. Перед проведением исследований скважина работала на установившемся режиме с дебитом нефти 229 м³/сут. без водопоявлений. Скважина перфорирована практически на всю мощность ($h_{\text{перф}}=13,8$ м) продуктивного пласта Ю₁². Анализируя априорную геологическую информацию в разрезе пласта Ю₁² васюганской свиты, были выделены два пропластка (рис. 2), которые существенно различаются по характеристикам ФЕС и гранулометрическому составу.

Продуктивный пласт Ю₁² формировался на фоне общей регрессии моря. Верхняя часть пласта представлена отложениями приливно-отливных отмелей и дельт, нижняя – приливных каналов. В последних двух колонках на рис. 2 приведена проницаемость, рассчитанная по петрофизическим зависимостям и по керну.

Верхний пропласток Ю₁^{2a}, на основе проведенного литолого-фациального анализа, сформировался в условиях приливно-отливных дельт и отмелей. Его отложения представлены средне-мелкозернистыми светло-серыми песчаниками, значе-

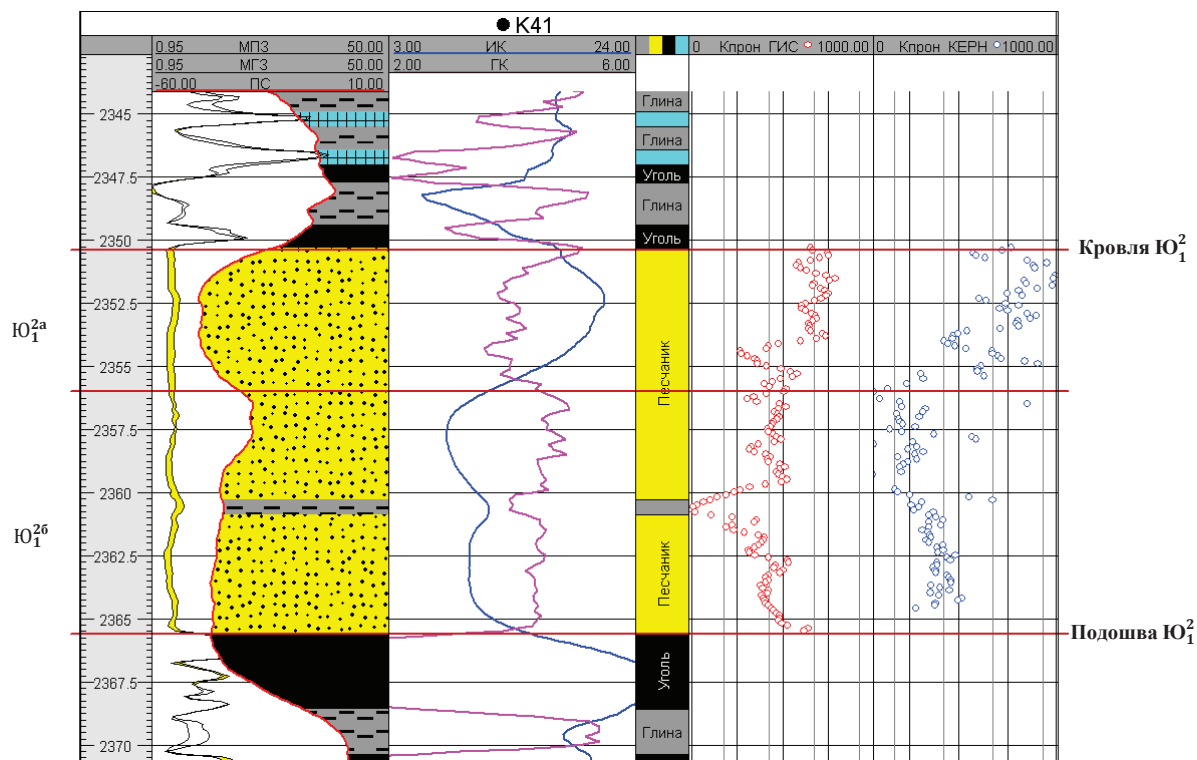


Рис. 2. Фрагмент геолого-геофизического разреза (скважина K41, Западная Сибирь) продуктивного пласта Ю_1^2 . ИК – индукционный каротаж, ГК – гамма-каротаж, ПС – кривая самопроизвольной поляризации, МГЗ – микроградиент зонд, МПЗ – микропотенциал зонд

ния открытой пористости 16...22 %, газопроницаемость по керну изменяется в пределах от 121 до 499 мД, карбонаты отсутствуют, остаточная водонасыщенность изменяется в диапазоне от 18 до 26 %. Нижний пропласток Ю_1^{2b} сформировался в условиях приливных каналов. Его отложения представлены мелкозернистыми, массивными, среднесцементированными песчаниками с пониженными и низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Для пропластков с пониженными ФЕС открытая пористость изменяется в пределах от 16 до 19 %, газопроницаемость по керну 13–58 мД, карбонаты отсутствуют, остаточная вода составляет 47...52 %. В песчаниках с низкими параметрами значения открытой пористости изменяются от 12 до 16 %, а коэффициент проницаемости по газу составляет 1–10 мД. В этих коллекторах отмечается наличие карбонатов от 1 до 3 %, остаточной воды в них содержится от 50 до 57 %.

Выделенная вертикальная неоднородность пласта подтверждена также и результатами промыслово-геофизических исследований. Исследования по записи профиля-притока показывают, что 84 % основного притока в скважину идет по наиболее проницаемому верхнему пропластку. При запуске такой скважины в работу в начальный момент времени отсутствия перепада давления между пропластками система действует как два однородных пласта при отсутствии перетока между ними. При дальнейшей работе скважины более проницаемый

пропласток работает активнее, начинает проявляться перепад давления между пропластками и, соответственно, переток между ними. Этот переходный процесс характеризуется отклонением кривой производной давления вниз на диагностическом графике. Выделение переходного процесса (так называемая «седловина» или «яма» на кривой производной давления) является основной сложностью при интерпретации.

Наиболее четко переходный процесс проявляется при большом контрасте ФЕС пропластков (рис. 3). Когда $\kappa=1$, проницаемость нижнего пропластка равна 0 и поведение системы полностью соответствует модели двойной пористости. Менее проницаемый пропласток представляет матрицу, приток из которой возможен при вскрытии наиболее проницаемого пропластка – трещины. Значение $\kappa=0$ соответствует поведению однородного пласта. Также глубину отклонения производной вниз контролируют еще 2 параметра системы двойной проницаемости – λ и ω , которые были описаны выше. Аналогичный отклик давления наблюдается и при остановке скважины после работы [10, 11].

Исторический график, отображающий давление в призабойной зоне скважины K41 во время проведения исследований, представлен на рис. 4. Время записи кривой восстановления давления (КВД) составило 72 часа. Перед закрытием на КВД-2 скважина работала с устойчивым дебитом нефти 229 м³/сут на штуцере $d=10$ мм без водопрото-

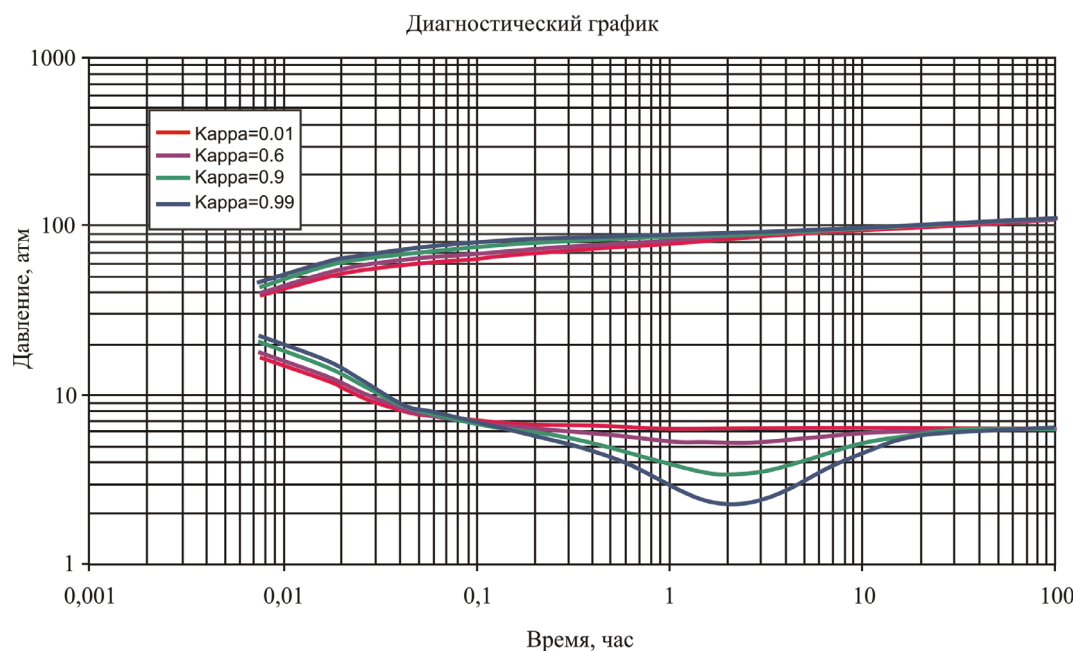


Рис. 3. Анализ чувствительности модели двухпластового коллектора при различных значениях параметра κ

явлений. Интерпретация представляла собой подбор адекватных моделей пласта и призабойной зоны исследуемой скважины, последующее их сопоставление и настройку на фактические данные. В рассматриваемом случае на основании имеющейся исходной геологической информации использовалась модель двухпластового коллектора (модель двойной пористости и двойной проницаемости).

Исходные данные для интерпретации ГДИС приведены в табл. 1.

Таблица 1. Исходные данные для интерпретации ГДИС

| | |
|---|----------|
| Перфорированная мощность пласта, м | 13,8 |
| Мощность верхнего пропластка, м | 4 |
| Радиус скважины, м | 0,108 |
| Пористость | 0,155 |
| Вязкость нефти, сП | 0,15 |
| Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³ | 1,8 |
| Общая сжимаемость системы «флюид-порода», 1/(кг/см ²) | 4,44E-04 |

Диагностический график КВД-2 с выделенными характерными режимами течения представлен на рис. 5.

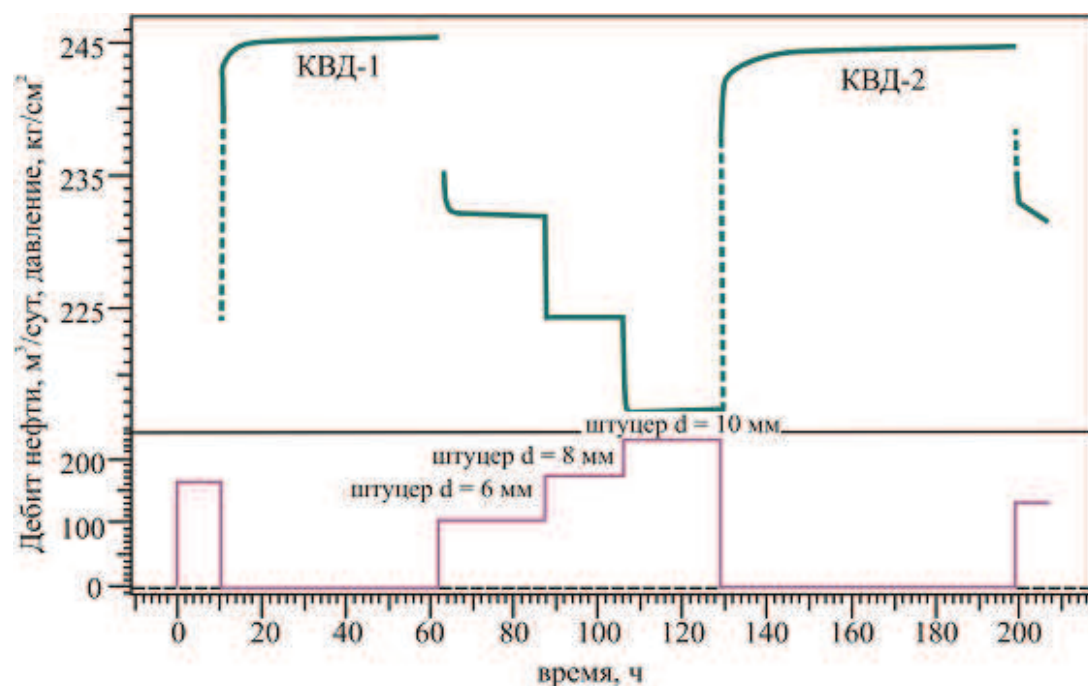


Рис. 4. Исторический график изменения забойного давления и дебита при проведении ГДИС на скважине К41

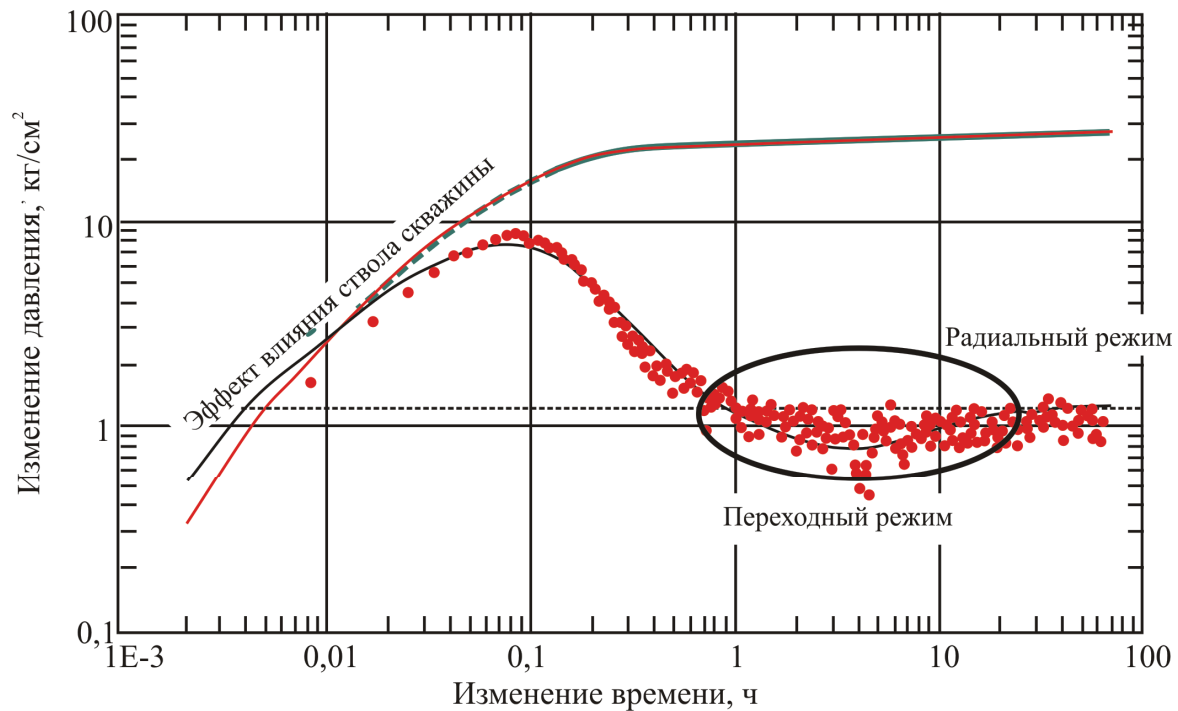


Рис. 5. Диагностический график кривой восстановления давления (верхняя кривая) и ее производной (нижняя кривая)

В начальный период времени наблюдается эффект влияния ствола скважины (ВСС), так как закрытие скважины осуществлялось на устье. После окончания эффекта ВСС на графике производной давления можно выделить характерную «ямку» или «седловину», соответствующую переходному режиму, когда происходит перераспределение давления из верхнего пропластка в нижний. Времени закрытия скважины — 72 ч — достаточно для выхода на радиальный режим.

Результаты интерпретации представлены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты интерпретации ГДИС

| | | |
|--|------------|--------|
| Коэффициент влияния ствола скважины, C , м³/(кг/см²) | 0,06 | |
| Отношение проводимости верхнего пропластка к общей проводимости пласта, ω | 0,11 | |
| Отношение упругости верхнего пропластка к общей упругости пласта, λ | 1,3E-06 | |
| Параметр течения в межслойном пространстве, κ | 0,75 | |
| Интерполированное пластовое давление, P_i , кг/см² | 245,4 | |
| | Пропластки | |
| | Верхний | Нижний |
| Скин-фактор, S | 6,8 | 2,0 |
| Проницаемость, k , мД | 148,0 | 20,8 |
| Вертикальная проницаемость, k_v , мД | 1,5 | 0,2 |

Полученные значения горизонтальных проницаемостей хорошо согласуются с результатами лабораторных измерений ФЕС на керне. По результатам статистических расчетов среднеарифметическая проницаемость по керну для верхнего пропластка

составляет 162 ± 27 мД (с учетом доверительного интервала на основании необходимого количества образцов), для нижнего — 15 ± 7 мД. Лабораторные измерения вертикальной проницаемости не проводились. Если в гидродинамической модели при расчетах не учитывать вертикальные перетоки или использовать значения вертикальной проницаемости, рассчитанной по коэффициенту анизотропии (как отношение арифметической проницаемости к гармонической), то это может привести к существенным ошибкам. Так, рассчитанные вертикальные проницаемости по коэффициенту анизотропии составляют 4 и 2,5 мД для верхнего и нижнего пропластков соответственно, и они гораздо больше полученных по ГДИС значений 1,5 мД и 0,2 мД.

Заключение

Используя модель двухпластового коллектора при интерпретации, удалось оценить проницаемости каждого из пропластков вертикально неоднородного по ФЕС пласта. Для сравнения полученная проницаемость при интерпретации с использованием модели однородного пласта равна 67 мД. Если посчитать среднеарифметическую взвешенную по мощности проницаемость для двух пропластков с $k_1=148$ мД, $h_1=4$ м и $k_2=20,8$ мД и $h_2=9,8$ м, то $k_{cp}=57$ мД. Полученные результаты хорошо согласуются между собой. Использование селективных значений проницаемости позволяет более корректно описать ФЕС пласта как для петрофизических зависимостей «пористость—проницаемость» и последующего распределения проницаемости в геологической модели, так и при сравнении с результатами измерения проницаемости по керну.

Также включение в модель вертикальных проницаемостей, оцененных по ГДИС, позволит корректно учесть вертикальные внутрипластовые перетоки, которые значительно влияют на поведение пласта при гидродинамическом моделировании.

За оказанную помощь и содействие при написании данной статьи авторы выражают огромную благодарность кандидату геолого-минералогических наук, доценту кафедры геологии и разведки полезных ископаемых Томского политехнического университета Александре Викторовне Ежовой, а также директору ООО «Полигон-ТЭ» Любови Юрьевне Зубовой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bourdarot G. Well Testing: Interpretation Methods. — Paris: Editions Technip, 1998. — 337 p.
2. Boutaud J.L., Deboaisne R.M., Thibeau S. Heterogeneous Formation: Assessment of Vertical Permeability Through Pressure Transient Analysis — Field Example // Paper SPE 36530. — 1996. — 10 p.
3. Ehlig-Economides C.A., Joseph J.A. A New Test for Determination of Individual Layer Properties in a Multilayered Reservoir // Paper SPE 261. — 1987. — 6 p.
4. Sun H., Liu L., Zhou F., Gao C. Exact Solution of Two Layer Reservoir with Crossflow under Constant Pressure Condition // Paper SPE 81043. — 2003. — 12 p.
5. Al-Ajmi N.M., Kazemi H., Ozkan E. Estimation of Storativity Ratio in a Layered Reservoir with Crossflow // Paper SPE 84294. — 2003. — 8 p.
6. Gomes E., Ambastha A.K. An Analytical Pressure-Transient Model for Multilayered, Composite Reservoirs with Pseudosteady-State Formation Crossflow // Paper SPE 26049. — 1993. — 14 p.
7. Larsen L. Determination of Skin Factors and Flow Capacities of Individual Layers in Two-Layered Reservoirs // Paper SPE 11138. — 1982. — 12 p.
8. Eissa M., Joshi S., Singh K., Bahuguna A., Elbadri M. Identifying Layer Permeabilities and Skin Using a Multi-Layer Transient Testing Approach in a Complex Reservoir Environment // Paper SPE 116969. — 2008. — 9 p.
9. Bidaux P., Whittle T.M., Coveney P.J., Gringarten A.C. Analysis of Pressure and Rate Transient Data From Wells in Multilayered Reservoirs: Theory and Application // Paper SPE 24679. — 1992. — 17 p.
10. Узе О., Витура Д., Фьярэ О. Анализ динамических потоков: Теория и практика интерпретации данных ГДИС и анализа добычи, а также использование данных стационарных глубинных манометров. — М.: КАРРА, 1998. — 359 с.
11. Мангазеев П.В., Панков М.В., Кулагина Т.Е., Камардинов М.Р. Гидродинамические исследования скважин. — Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2003. — 811 с.

Поступила 22.11.2011 г.