

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРЕЩИНО-ПОРОВЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Для более эффективной разработки пласта БП₁₆ Вынгайхинского месторождения на основе построенной карты сейсмических атрибутов предсказана зона развития улучшенных коллекторских свойств, приуроченная к развитию трещиноватости. Выявленная зона трещиноватости подтверждается комплексным анализом данных геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна и учитывая палео-геологическую историю развития региона подтверждается выявленная трещиноватая зона.

Сложное строение целевого пласта учитывается при построении гидродинамической модели двойной пористости и проницаемости.

Ключевые слова: трещиноватость, сейсмические атрибуты, модель двойной пористости с двойной проницаемостью.

Введение

В последнее время одной из наиболее актуальных проблем в нефтяной отрасли считается разработка сложно построенных нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. К таковым относится Вынгайхинское нефтяное месторождение, расположенное в Западной Сибири, разработку которого ведет филиал «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ».

Объектом исследования является не разрабатываемый на сегодняшний день ачимовский пласт БП-16 сортовой свиты неокома. Песчано-алевролитоглинистый разрез ачимовских отложений характеризуется высокой площадной неоднородностью, вызванной латеральным замещением проницаемой части глинами с образованием линзовидных коллекторов и низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Средняя проницаемость составляет 1 мД, средняя пористость – 17%, средняя эффективная пористость – 7%.

Несмотря на сложные геологические особенности перспективность разработки пласта БП₁₆ может быть связана с выявлением зон улучшенных коллекторских свойств, приуроченных к развитию трещиноватости.

На основе комплексного анализа имеющихся данных по лабораторным исследованиям керна, интерпретации сейсмических данных, и принимая во внимание палеотектонические условия развития бассейна седиментации, была предложена схема разработки пласта БП₁₆ с учетом расчетов на построенной гидродинамической модели двойной пористости с двойной проницаемостью. Именно такая модель наиболее адекватным образом позволяет смоделировать поведение флюида в системе матрица породы – матрица трещины (Eclipse, 2004).

Обоснование зоны трещиноватости

В пределах изучаемого участка Вынгайхинского месторождения было пробурено 18 скважин. По результатам испытаний только по трем скважинам (скважины А1, А12 и А13) были получены дебиты нефти. Средний дебит составил 10 м³/сут. (Рис. 1). Можно заметить, что скважины,

на которых была получена нефть, располагаются в непосредственной близости к разлому, интерпретированному в ходе работы по данным сейсмического анализа (Рис. 1). Скважины А6 и А10 также располагаются близко к предполагаемой зоне трещиноватости. Несмотря на отсутствие в притоке нефти дебиты воды, полученные на этих скважинах, составляют 11 м³/сут и 10 м³/сут, что соизмеримо с дебитами «нефтяных» скважин (Рис. 1).

На основании данного факта, можно предположить, что дебиты жидкости, полученные на разведочных скважинах при испытании Ачимовской свиты, связаны с наличием зон трещиноватости. Ранее притоков жидкости при испытании Ачимовских залежей получено не было.

Результаты интерпретация данных ГИС

Известно, что не существует прямых методов выявления зон трещиноватости (Голф-Рахт, 1986). И для выявления такого рода зон необходимо применение комплекса методов.

Одним из таких методов является набор электрических каротажей. Близость в показаниях глубинного и бокового электрических каротажей на проницаемом интервале может быть расценена как возможная зона трещиноватости. Достоверным методом обнаружения трещин является каверномер, проведенный в открытом стволе скважины. Напротив трещиноватой зоны диаметр скважины увеличивается (Ahmed, 2006).

Одним из наиболее эффективных методов обнаружения возможной трещиноватости является метод расчета двойной пористости, основанный на сравнении рассчитанных пористостей по акустическому и стандартному каротажу, в частности методу самопроизвольной поляризации (ПС) (Ahmed, 2006).

Акустический каротаж различает только первичную (межгранулярную) пористость, в то время как стандартные методы расчета пористости (например, метод ПС) определяют общую пористость. Как результат, расхождение кривых рассчитанных пористостей определяет вели-

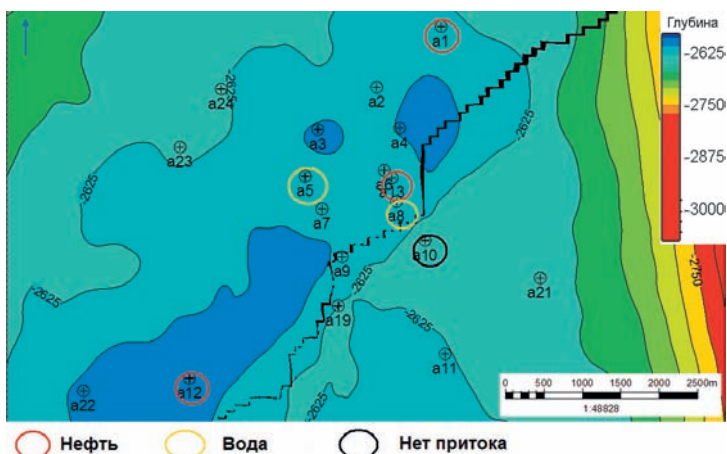


Рис. 1. Расположение скважин на Вынгайяхинском месторождении.

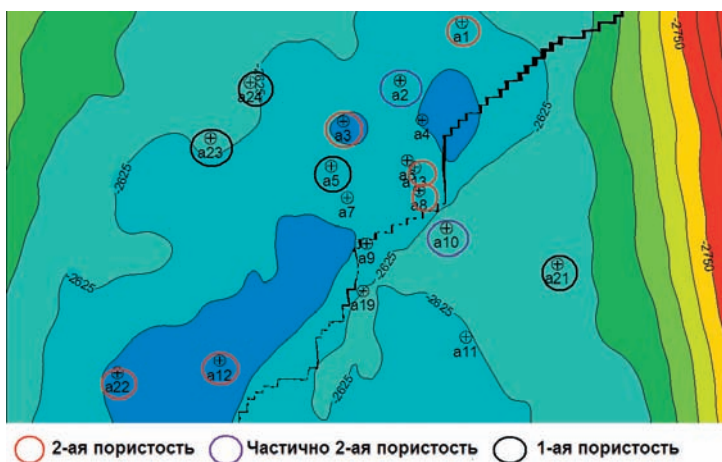


Рис. 2. Распределение скважин с двойной пористостью.

чину двойной пористости.

В данной ситуации, вторичная пористость может быть рассчитана следующим образом:

$$[\text{Вторичная пористость}] = [\text{Пористость_ПС}] - [\text{Пористость_АК}], \quad (1)$$

где [Пористость_ПС] – пористость по ПС методу, [Пористость_АК] – пористость по акустическому каротажу.

Для каждой скважины, где присутствуют оба каротажа, был рассчитан ручной каротаж двойной (вторичной) пористости, что подтвердило наличие вторичной пористости в скважинах А1, А12 и А13 (Рис. 2).

Анализ сейсмических атрибутов

Сложное строение Вынгайяхинского месторождения было подтверждено с помощью интерпретации сейсмических данных, используя программный продукт Petrel компании Schlumberger. В качестве исходной информации использовался сейсмический куб.

Первоначально опорные горизонты были выявлены на основе изменения параметра отражения волн, которым свойственно чередование в акустических свойствах породы. Это переославление обуславливается:

- литологической неоднородностью геологического

разреза;

- обстановкой осадконакопления;
- характером насыщения породы.

Следующим шагом было произведено синфазное выравнивание по трассам, что соответствует сейсмическим горизонтам.

В дальнейшем из данных вертикального сейсмического профиля, представляющего собой изменение глубины от двойного времени пробега, в скважинах А1 и А2 были скорректированы каротажные данные по глубине (Рис. 3). Прделанные манипуляции позволили создать скоростную модель, которая позволила произвести конвертацию временного сейсмического куба в глубинный куб.

Следующим этапом интерпретации было выявление приразломных участков в программном продукте Petrel с помощью объемных сейсмических атрибутов, которые отражают определенные свойства волны: амплитуду, частоту и т.д. В качестве наиболее информативных атрибутов были выбраны атрибут расхождение (variance attribute – edge method) и амплитудный атрибут (original amplitude attribute) (Рис. 4, 5).

Используя скважинное распределение вторичной пористости было решено соотнести расположение данных скважин с каким-либо сейсмическим атрибутом для возможности предсказания распространения зон вторичной пористости. Для этих целей глубинный куб был пересчитан в куб атрибутов.

Изначально и целенаправленно были исследованы такие атрибуты как частота, амплитуда, затухание и акустический импеданс – акустическая жесткость.

Акустическим импедансом считается величина ослабления, с которой сейсмическая волна проходит через породу. Импеданс – это функция скорости волны и плотности породы:

$$Z = V \cdot \rho, \quad (2)$$

где Z – акустический импеданс (кг/с/м^2), V – скорость волны (м/с), ρ – плотность породы (кг/м^3).

Считается, что в трещиноватых зонах данные атрибуты имеют заниженные показания (Бондарев, 2000). В результате, именно акустический импеданс оказался оптимальным средством корреляции с площадным распространением

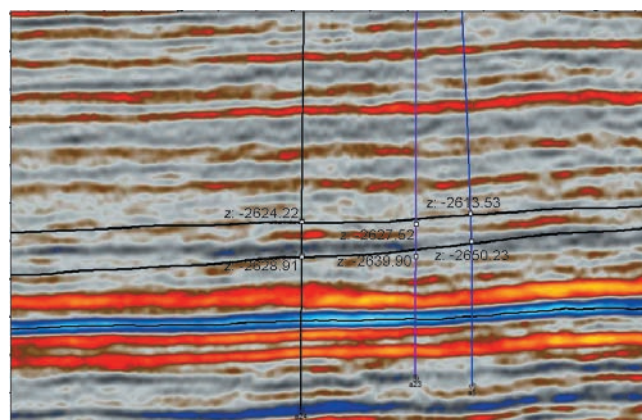


Рис. 3. Фрагмент глубинного сейсмического разреза в частотном атрибуте (inline 1091, xline 348).

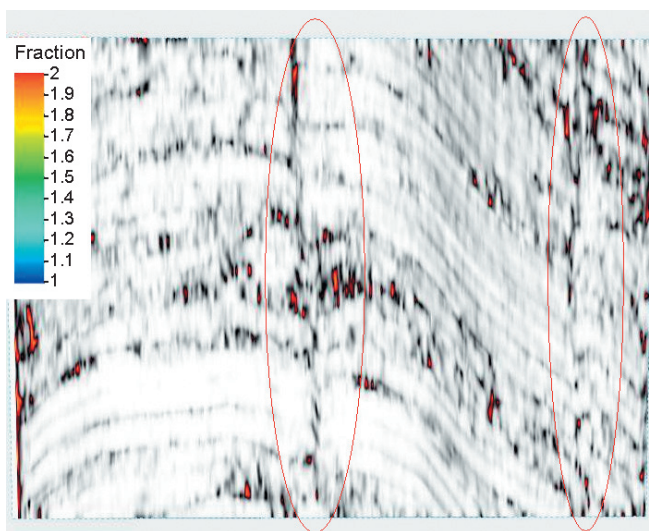


Рис. 4. Интерпретация разломных зон по variance attribute (inline 1251, xline 578).

нием двойной пористости.

На основе выработанного подхода была построена карта средних значений импеданса в пласте БП₁₆ по его кровле (Рис. 6). На рисунке можно заметить, что возможная зона трещиноватости соответствует минимальным значениям импеданса. Таким образом, была установлена взаимосвязь развития зон трещиноватости и сейсмического атрибута, имеющего площадное распространение.

Палео-стратиграфический анализ

Помимо всего прочего были исследованы палео-стратиграфические этажи, соответствующие сейсмическим горизонтам, от фундамента до меловых отложений на предмет распространения в них трещин и иных структурных несогласий (Отчет по литолого-стратиграфическому анализу, 2004).

Используя программное обеспечение Petrel были загружены и построены разломы всех стратиграфических этажей по кровле пласта БП₁₆. В результате, была установлена их унаследованность в плане от фундамента до верхнего мела (Рис. 7). Более того, выявленная зона трещиноватости повторяет контуры развития данных дизъюнктивных нарушений.

Другими словами, можно заявить, что зона развития вторичной пористости соответствует зоне активного разуплотнения в виду активного тектонического развития региона (Рис. 7).

Считается, что Вынгаяхинское месторождение находится в Варьеганской структурно-формационной зоне, сложенной преимущественно терригенным материалом. В непосредственной близости граничит Бахилловская структурно-формационная зона, сложенная вулканогенными породами.

Такое граничное положение, по мнению ряда исследователей, способствовало довольно активному тектоническому развитию региона (Отчет по литолого-стратиграфическому анализу, 2004; Региональные стратиграфические схемы..., 1991).

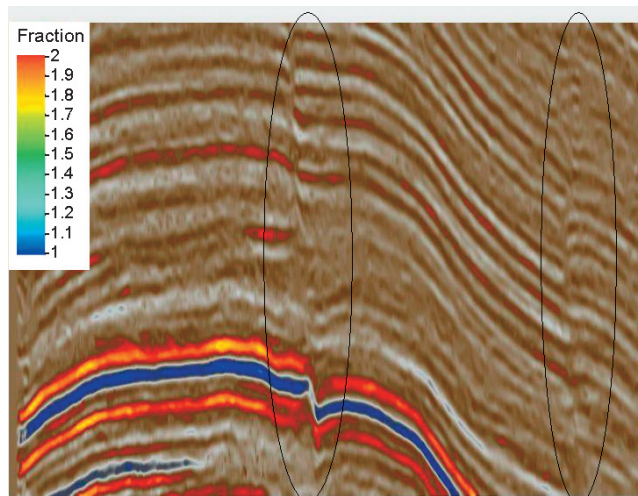
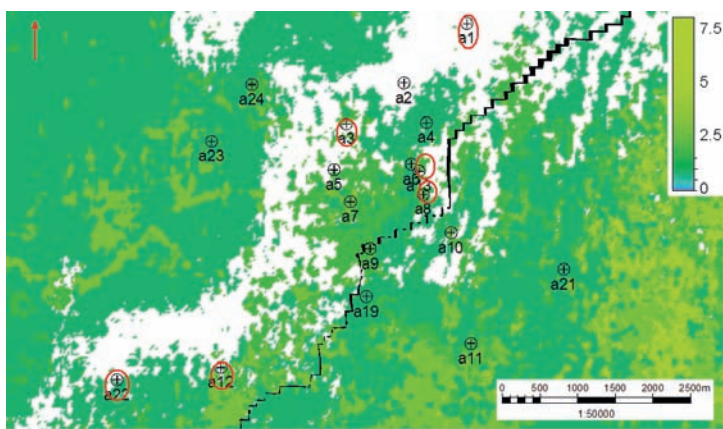


Рис. 5. Интерпретация разломных зон по original amplitude attribute (inline 1251, xline 578).

Иными словами, в пределах месторождения наблюдается серия протяженных глубоких разломов субмеридианного и северо-западного направления (Рис. 7).



○ 2-ая пористость

Рис. 6. Карта средних значений акустического импеданса.

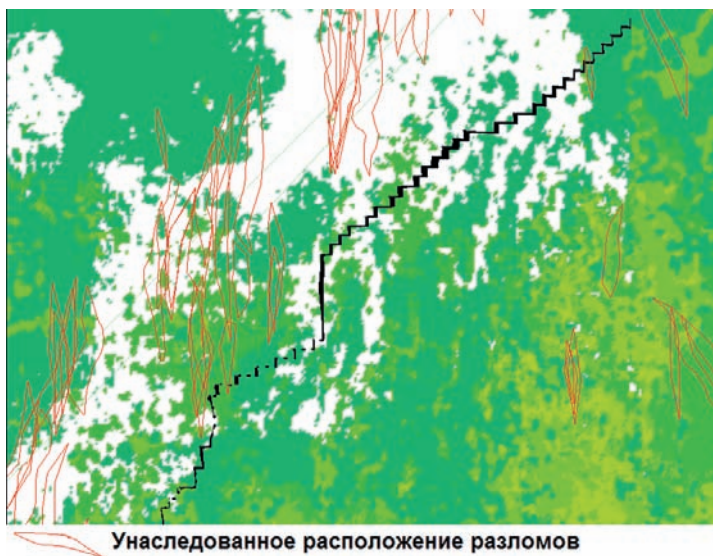


Рис. 7. Унаследованное расположение трещин и зона возможной трещиноватости.

Гидродинамическое моделирование

Главной особенностью зоны трещиноватости является существование, помимо порового пространства в матрице породы, дополнительного порового пространства (вторичная или двойная пористость), связанного с развитием трещин.

Трещина характеризуется своими собственными параметрами:

- пористость (трещинная пористость);
- проницаемость (трещинная проницаемость).

Как правило, принято отождествлять трещинную пористость с вторичной пористостью (Голф-Рахт, 1986). То есть, ранее рассчитанную с помощью акустического и СП каротажей вторичную пористость можно принять за трещинную пористость.

Зная трещинную пористость возможно рассчитать трещинную проницаемость, зависящую от параметра раскрытости трещины (Голф-Рахт, 1986):

$$K_{\text{frac}} = (b^2/12) \cdot \phi_{\text{frac}}, \quad (3)$$

где K_{frac} – трещинная проницаемость (мД), b – раскрытость трещины (мкм), ϕ_{frac} – пористость трещины (вторичная пористость).

В нашем случае гидродинамической модели пластовая жидкость фильтруется по двум независимым системам:

- 1) поровое пространство матрицы породы;
- 2) система трещин.

В случае, когда движение флюида происходит только по трещинам, а матрица породы выступает только как источник хранения, то это модель двойной пористости с единичной проницаемостью (Eclipse, 2004).

Если же флюид может перемещаться как в пределах трещины, так и между матрицей и трещиной, то это случай модели двойной пористости с двойной проницаемостью. Данная модель выбрана в качестве базовой для моделирования пласта БП₁₆.

Проводимость между матрицей и трещиной описывается с помощью коэффициента проводимости (4), зависящего от проницаемости матрицы породы (k), объема породы в ячейке матрицы (V) и переменной σ , характеризующей площадь границы раздела системы матрица – трещина в единицу объема:

$$K_{\text{cond}} = k \cdot V \cdot \sigma. \quad (4)$$

Согласно теории Каземи σ может быть оценено следующим образом (Eclipse, 2004):

$$\sigma = 4 \cdot \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right), \quad (5)$$

где l_x, l_y, l_z – размеры матрицы породы в направлении по осям X, Y, Z .

Так как в рамках написания проекта, нет никакой информации о размерах матрицы породы, то значение σ было взято условным и равным 0.02.

Выбор оптимальной системы разработки

На базе полученной гидродинамической модели при помощи программного продукта Eclipse компании Schlumberger были рассчитаны разные схемы разработки пласта БП₁₆.

С целью увеличения производительности по результатам расчетов рекомендуется проводить гидроразрыв пласта (ГРП) на добывающих скважинах. Положительный эффект от проведения ГРП в пластах отложений ачимовской группы получен на Ярайнерском месторождении, расположенном в районе Вынгайхинского месторождения (Супер-ГРП..., 2002).

Заключение

На основе всего вышесказанного были рассчитаны схемы разработки с различной плотностью скважин.

Были смоделированы системы 5-ти точки и 7-ми точки с заводнением, оказавшиеся экономически невыгодными при рыночных условиях 2009 года.

Для каждой системы разработки был рассчитан параметр экономически окупаемой добычи нефти по скважине (такое значение накопленной добычи, при котором проект разработки становится экономически выгодным).

Скважины, удовлетворяющие условию окупаемости, во-первых, располагаются в зоне предполагаемых улучшенных коллекторских свойств, во-вторых обеспечивают наибольшую степень выработки запасов.

Таким образом, оптимальную систему разработки следует формировать путем разбуривания районов наличия зон трещиноватости.

Литература

- Бондарев В.И. Основы сейсморазведки. Екатеринбург: Изд-во УГГГА. 2000. 252.
- Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. Недра. 1986. 608.
- Отчет по литолого-стратиграфическому анализу. ОАО «Газпромнефть-ННГ». 2004.
- Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Изд.: ЗапСибНИГНИ. 1991.
- Супер-ГРП повышает рентабельность разработки Ачимовской свиты Ярайнерского месторождения. *Нефтегазовое обозрение*. 2002. 80-93.
- Ahmed T. Reservoir Engineering handbook. Burlington, MA: Elsevier/Gulf Professional. 2006.
- Eclipse. Справочное руководство. 2004.

V.Y. Bakhurskiy, R.N. Vasilyev, I.F. Talipov. Features of oil fields with porous fractured reservoir rocks.

The zone of improved reservoir properties related to fractures propagation is build basing on seismic attributes map and used for more effective development of Vyngayahiskoe field, reservoir BP₁₆. Fractured zone is confirmed by complex analysis of formation evaluation, core laboratory investigation and taking into account paleogeological history of region. The complex construction of reservoir is considered in simulation of dual porosity dual permeability simulation model.

Keywords: fracturing, seismic attributes, dual porosity dual permeability simulation model.