

## О МЕТОДИКЕ ПРОГНОЗА НАКЛОННЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ С УЧЕТОМ КАПИЛЛЯРНО-ГРАВИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

В работе изложена методика построения поверхности наклонного водонефтяного контакта (ВНК) с учетом капиллярно-гравитационной модели нефтегазонакопления. Основным параметром модели – время максимального снижения пластовых температур, когда проявляется эффект запечатывания залежи, – определяется путем минимизации функции качества, характеризующей разницу модельных и фактических отметок ВНК.

*Ключевые слова:* наклонный ВНК, геолого-гидродинамическая модель, капиллярное давление.

### Введение

Известно, что в Западной Сибири положение нефтяных залежей на антиклинальных поднятиях не всегда соответствует форме этих природных ловушек. Часто залежи УВ имеют наклонный ВНК и смещены относительно сводов современных структур. В качестве примера приведены сведения о максимальных и минимальных отметках ВНК для некоторых залежей на месторождениях Когалымского региона: Грибное – 2761-2811 м (пласт ЮС1 основная залежь); Кочевское – 2430-2441,7 м (пласт БС<sub>10</sub><sup>5-6</sup> основная залежь); Кустовое – 2782-2791 м (пласт ЮС1-1 залежь №2); Ватъеганское – 2245-2270 м (пласт БВ1 основная залежь).

Наличие наклонного ВНК осложняет прогнозирование контуров нефтегазоносности традиционными методами и приводит к критическим ошибкам при построении гидродинамических моделей (ГДМ) таких залежей.

В настоящее время закономерности формирования наклонных ВНК изучены очень слабо. В подавляющем числе публикаций (Дьяконова и др., 2004; Грищенко, 2008) делается попытка объяснить наклонное положение ВНК исключительно зависимостью этого положения от пористости пласта. При этом подчеркивается, что отметка зеркала чистой воды (ЗЧВ) остается неизменной. Из-за этого при составлении моделей залежей в случаях, когда вода из продуктивного пласта получена с более высоких гипсометрических уровней, чем нефть, приходится прибегать к нанесению на карты проблематичных разломов и зон глинизации, которые часто не подтверждены ни данными бурения, ни данными сейсморазведки.

Таким образом, обоснование положения наклонных ВНК является весьма актуальной задачей, от решения которой напрямую зависит качество получаемых ГДМ и возможность их использования для прогнозирования эффективности ГТМ.

### О теоретическом обосновании более точного прогнозирования положения наклонного ВНК

Наиболее серьезная попытка раскрыть природу формирования наклонных ВНК с целью более обоснованно и точного прогнозирования контуров нефтегазоно-

сти сделана в работе (Маркушина, Большаков, 2009). Согласно предложенной концепции необходимым и достаточным условием формирования наклонного ВНК является наличие неотектонических деформаций в период после заполнения ловушки в сочетании с понижением пластовых температур.

Теоретически этот эффект объясняется следующим образом. Капиллярное давление, возникающее на контакте УВ и воды в поровой среде, представляет собой главную силу сопротивления миграции нефти и газа, что является общепризнанным. Согласно уравнению Юнга-Лапласа, капиллярное давление при фильтрации в поровой среде двух несмешивающихся фаз пропорционально произведению двух переменных величин: межфазного натяжения на кривизну межфазной поверхности (Большаков, 1995). Последняя определяется радиусом поры или межпорового сужения и корреляционно зависит от пористости и проницаемости коллектора. Межфазное натяжение является чувствительной функцией температуры и увеличивается при ее снижении, вызывая тем самым увеличение капиллярного давления на контакте УВ и воды. По данным (Нестеров и др., 1992) в неотектонический этап произошло существенное охлаждение осадочного чехла Западно-Сибирской плиты (на 30-50 °С и более). Следствием снижения пластовой температуры и связанного с этим повышения капиллярного давления на водно-углеводородных контактах может явиться ситуация, предотвращающая проникновение нефти и газа через породы, которые в прежних геотермических условиях характеризовались удовлетворительной для этих флюидов проницаемостью.

Таким образом, при выполнении определенных условий тектонические деформации нефтегазоносных резервуаров, происходящие после снижения пластовых температур, уже не могут способствовать перетеканию нефти и газа согласно принципу сообщающихся сосудов, поскольку капиллярные силы преобладают над гравитационными. В результате залежь нефти или газа, сформировавшаяся в геологическом прошлом согласно принципам антиклинальной концепции нефтегазонакопления, уже не могла занять пространственное положение, соответствующее современной форме антиклинальной структуры, деформированной в неотектонический этап.

Косвенно данная теория подтверждается расположе-

нием большинства месторождений с наклонным ВНК в зоне распространения многолетнемерзлых пород, тенденцией увеличения амплитуды изменения ВНК для более глубоких залежей, резко уменьшенной мощностью переходных зон по сравнению с моделями переходных зон, полученными по результатам обобщения данных капилляриметрических исследований на керне с имитацией современных пластовых условий.

Из изложенного следует, что до снижения пластовых температур залежи нефти, характеризующиеся в современных условиях наклонным расположением ВНК, первоначально располагались в пределах антиклинальных ловушек в полном соответствии с принципами антиклинально-гравитационной концепции нефтегазоаккумуляции и имели положения ВНК близкие к горизонтальным.

Следовательно, прогноз контуров нефтегазоносности залежей УВ, приуроченных к современным структурам, может быть произведен с помощью палеоструктурного анализа. При этом палеопостроения следует выполнять на время, приближенное ко времени максимального снижения пластовых температур.

На основе данного подхода в работе (Дьяконова и др., 2004) была сделана попытка определить контур нефтегазоносности 3-х сеноманских залежей на северо-востоке Западной Сибири, в том числе две газовые залежи на Геофизическом, Усть-Часельском месторождениях и одна нефтегазовая на Тазовском месторождении. В качестве репера для построения палеоструктурной карты (карты изопакит) была выбрана подошва турона (раннетуронское время). Во всех случаях совмещение палеоструктурной карты и данных опробования скважин показало, что внешний контур нефтегазоносности подчинен форме палеоструктуры. В то же время на карте современной структуры продуктивного пласта контур нефтегазоносности по всему периметру залежи сечет стратоизогипсы, что свидетельствует о колебаниях отметок ВНК, достигающих от 20 до 60 м.

### Особенности предлагаемой методики

Основная сложность на пути практического применения изложенной выше капиллярно-гравитационной концепции формирования наклонных ВНК является недостаток и неточность фактической информации о времени заполнения ловушек и о существовавших в историческое время палеотемпературах. Таким образом, время максимального снижения пластовых температур, которое является важнейшим параметром, необходимым для прогнозирования положения ВНК, остается неизвестно.

Сущность предлагаемой методики заключается в том, что неизвестное мы полагаем известным! Это позволяет построить **непрерывный ряд моделей ВНК в зависимости от неизвестного нам времени максимального снижения пластовых температур**. Для каждой из этих моделей вычисляется функция качества, в простейшем случае представляющая собой среднеквадратичное отклонение модельных значений ВНК в скважинах от значений ВНК, рассчитанных по результатам испытаний скважин, данным разработки и РИГИС. **Время, при котором функция качества принимает минимальное значение, и считается временем максимального снижения пластовых температур.**

Дополнительно при выборе оптимальной модели ВНК учитывается, что известные методики оценки уровня ВНК

по результатам испытаний скважин, данным разработки и РИГИС могут дать только интервальную оценку уровня ВНК в скважине. Причем интервал допустимых значений ВНК в скважине может быть открытым. Например, может быть известен только нижний предел возможных значений ВНК ( $H_{внк} > H_0$ ) тогда, как верхний предел остается неопределенным. Чтобы учесть это используется модифицированная функция качества.

Также необходимо учитывать возможности некорректности замеров инклинометрии и известную зависимость наблюдаемых значений ВНК от относительных фазовых проницаемостей, которые в свою очередь зависят от пористости и проницаемости коллектора.

### Опыт практического применения

Реализация предложенной методики прогноза ВНК была проведена на примере основной залежи пласта БВ1 Ватъеганского месторождения. Всего было рассмотрено три существенно различных модели ВНК: 1) первоначальная модель, полученная путем интерполяции отбивок уровня ВНК по скважинам, в которых он может быть выделен на основе интерпретации ГИС и результатов испытаний; 2) модель почти плоского наклонного ВНК, глубина и угол наклона, которого задавался с учетом тренда по скважинам, отдельно по западной и восточной (основной) залежам; 3) модель изогнутого ВНК, получаемая на основе капиллярно-гравитационной концепции.

Из всех рассмотренных моделей последняя существенно лучше согласуется с результатами работы скважин. Полученная модель наклонного ВНК была успешно использована при построении ГДМ объекта БВ<sub>1,2</sub> Ватъеганского месторождения, оценке остаточных подвижных запасов и прогнозе эффективности бурения боковых горизонтальных стволов.

### Литература

- Большаков Ю.Л. Теория капиллярности нефтегазоаккумуляции. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН. 1995. С.184.
- Грищенко М.А. Современные подходы к моделированию нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с целью создания гидродинамических моделей. *Геология нефти и газа*. 2008. №5. 45-51.
- Дьяконова Т.Ф., Билибин С.И., Дубина А.М., Исакова Т. Г., Юканова Е.А. Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей. *Каротажник*. 2004. №3. 83-97.
- Маркушина О.С., Большаков Ю.Я. Прогнозирование контуров нефтегазоносности альб-сеноманских залежей УВ на северо-востоке Западной Сибири на основе капиллярно-гравитационной концепции нефтегазоаккумуляции. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2009. №1. 20-25.
- Нестеров И.И., Курников А.Р., Ставицкий В.П. Соотношения современных и максимальных палеотемператур в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты. *Изв. АН СССР. Сер.геол.* 1992. № 2. 112-120.

V.N. Mikhaylov, Yu.A. Volkov, K.G. Skachek. **Prediction method of the inclined oil-water contact based on capillary-gravity model of oil and gas accumulation.**

The method of constructing an inclined surface of the oil-water contact is presented in the paper taking into account the capillary-gravity model of oil and gas accumulation. The main parameter of the model is the time of maximal reduction of reservoir temperatures, when the effect of sealing the reservoir is manifested. This parameter is determined by minimizing the quality function, which characterizes the difference between model and actual elevations oil-water contact.

*Keywords:* inclined oil-water contact, geological hydrodynamic model, capillary pressure.