

ИНТЕНСИВНОСТЬ СТРУКТУР И НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В УСЛОВИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Г. И. ТИЩЕНКО, В. Н. РОСТОВЦЕВ

Локальные структуры третьего порядка, которые служат ловушками для залежей нефти и газа, являются результатом дифференцированных движений. Интенсивность таких поднятий выражается количественно отношением амплитуды (по горизонту с максимальной амплитудой) к площади структуры по тому же горизонту внутри замкнутого контура [4].

Впервые термин «интенсивность структур» был предложен В. С. Лазаревым. Ряд исследователей (Г. П. Евсеев, Н. М. Кругликов) интенсивность структур выделяют в числе основных критериев оценки нефтеносных и газоносных зон [4].

В условиях Томской области, как и по всей Западной Сибири, преобладают структуры унаследованного типа, т. е. поверхность фундамента охарактеризована максимальной амплитудой. В данной работе анализировались структуры с максимальной амплитудой по горизонту Π^a , как наиболее прослеживаемому, и поэтому дающему возможность привлечь большее количество материалов.

Основной задачей исследования являлось выявление закономерностей размещения локальных структур по степени их интенсивности, а также залежей нефти и газа горизонта Ю-1, приуроченных к данным ловушкам.

Вычисленные значения интенсивности структур разбивались по интервалам через $0,5 \text{ м/км}^2$ и по ним высчитывались средневзвешенные запасы нефти горизонта Ю-1, средние значения удельной поверхности трещин баженовской + георгиевской свит и количество структур с промышленными, непромышленными запасами, а также пустых структур. Затем строились: график размещения запасов нефти в зависимости от интенсивности структур, график распределения удельной поверхности трещин для структур различной интенсивности и график распределения различных типов структур по значениям их интенсивности. Данные об удельной поверхности трещин использовались по опубликованным работам К. И. Микуленко, Г. Г. Шемина [2].

Кривая распределения первого типа структур показывает на приуроченность половины месторождений к структурам с интенсивностью до $1,0 \text{ м/км}^2$ (58% всех структур). Остальная часть поднятий относится к структурам с интенсивностью равной $1,0\text{—}3,0 \text{ м/км}^2$. Структуры большей интенсивности содержат только две залежи в юрских отложениях. Следует обратить внимание на значительный процент структур с залежами в зоне интенсивности до 1 м/км^2 . Наибольшие запасы сосредоточены также в этой зоне. Вторая кривая характеризует несколько иное распределение. Если максимальная точка первой кривой приходилась на значение интенсивности, равное $0,75 \text{ м/км}^2$, то здесь ее наибольшее значение связано с интенсивностью $1,25$. Кроме того, 70% всех структур попадает в зону $1,5\text{—}3 \text{ м/км}^2$, 1% структур приурочен к интенсивности от 3 до 4 м/км^2 .

Таким образом, исходя из этих двух кривых, можно наметить зону интенсивности структур, неблагоприятную для скоплений нефти и газа. Эти значения интенсивности начинаются где-то с $1,5 \text{ м/км}^2$ и более. Что касается структур, которые при разбуривании оказались пустыми, то здесь намечается следующая картина — 66% всех структур попадает в зону интенсивности $1,5\text{—}5 \text{ м/км}^2$. Несколько непонятно увеличенное их количество в интервале $0\text{—}0,5 \text{ м/км}^2$, но, видимо, здесь большее значение в формировании залежи имеют другие геологические факторы.

Мы попытались объяснить вышеописанное распределение структур с помощью трещиноватости глинистой покрышки, т. е. с точки зрения возможности сохранения залежи. Известно, что при благоприятном литологическом составе покрышек и достаточных их мощностях, вертикальная миграция обеспечивается дизъюнктивами — разрывными нарушениями и трещиноватостью пород. Роль трещиноватости в этих процессах значительна в связи с широкой распространенностью трещин по площади [2]. До значений интенсивности, равных 2 м/км^2 , величины удельной поверхности трещин растут. Далее происходит уменьшение этих значений и с интенсивности, равной 3 м/км^2 , удельная поверхность трещин резко уменьшается. Причем, на интервал интенсивности с 2 м/км^2 и более приходится 62% пустых структур, 25% — с непромышленными притоками и 27% — с промышленными залежами.

При визуальном просмотре значений трещиноватости для структур с промышленными залежами (данные в работе не приводятся) с непромышленными залежами и пустых структур заметно, что количество минимальных значений ее приходится на III тип структур. Для I и II типа характерны довольно высокие значения трещиноватости. Такой вариант не может быть случайным и должен иметь какое-то объяснение. В. С. Лазарев выделил три типа структур по степени их интенсивности: $0\text{—}1 \text{ м/км}^2$ — пликративные; $1\text{—}3 \text{ м/км}^2$ — промежуточные (пликративно-дизъюнктивные) и больше 3 м/км^2 — дизъюнктивные структуры [4].

Падение значений трещиноватости покрышки с ростом интенсивности структур, видимо, связано как раз с тем, что происходящие разрывные процессы снимают тектоническое напряжение со всех участков структуры. Образование трещин приостанавливается далеко от места разрыва. Поэтому замеренная здесь удельная поверхность трещин незначительна, хотя монолитность покрышки нарушена в каком-то месте структуры.

Структуры, расположенные в зоне интенсивности до 1 м/км^2 , содержат значительные запасы нефти. Это зона, где удельная поверхность трещин еще не достигла своего максимального значения.

В то же время в зоне интенсивности от 1 до 2 $м/км^2$ удельная поверхность трещин достигает своих наибольших значений, и затем идет спад кривой, отражающей распределение трещиноватости в зависимости от интенсивности структур. Подтверждая мысль о том, что в этом интервале нарушается сохранность залежи, запасы нефти уменьшаются здесь. А структуры, размещенные в интервале интенсивности больше 3 $м/км^2$, вообще имеют залежи, не превышающие в среднем 3 млн. т.

Что касается газоконденсатных месторождений, то наиболее крупные из них Лугинецкое, Мыльджинское приурочены к структурам, интенсивность которых равна 0,3—0,8 $м/км^2$. Средние по запасам месторождения Останинское, Северо-Васюганское, Казанское также приурочены к структурам с интенсивностью не более 1 $м/км^2$.

Исходя из вышеизложенного, можно заключить, что наиболее благоприятными условиями для сохранения залежей нефти и газа обладают структуры с интенсивностью, по горизонту IIa, не более 2 $м/км^2$.

Для крупных и средних, особенно газовых залежей, более благоприятны структуры с интенсивностью до 1 $м/км^2$.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белоусов В. В. Основные вопросы геотектоники. М., Госгеолтехиздат, 1962.
2. Микуленко К. И., Шемин Г. Г. Трещиноватость юрских и нижнемеловых пород Обь-Иртышского междуречья. Труды СНИИГИМС, вып. 132. Новосибирск, 1972.
3. Рыжов П. А., Гудков В. М. Применение математической статистики при разведке недр. М., изд-во «Недра», 1966.
4. Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа, М., изд-во «Недра», 1967.