

Ф. Г. ГУРАРИ, Ю. Г. ЗИМИН, Ю. Н. КАРОГОДИН

**ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО
РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

(Представлено академиком А. А. Трофимуким 3 II 1971)

Зональное размещение в Западно-Сибирской провинции нефтяных, с одной стороны, и газовых и газоконденсатных залежей — с другой, подмечено уже значительное время тому назад⁽³⁾. Для объяснения этого явления привлекались гипотезы сегрегации углеводородов в процессе латерального их движения в воднорастворенном состоянии⁽⁴⁾, о влиянии на состав возникающих углеводородов типа исходного органического вещества^(8, 12) и др., вплоть до объяснения этого явления различиями в составе и строении пород фундамента⁽¹³⁾.

В последнее время некоторыми зарубежными и советскими исследователями вслед за А. Ф. Добрянским^(5, 6) показано большое влияние на фазовое состояние углеводородных залежей термодинамических условий^(2, 8-11, 14). В некоторых работах^(8, 11, 14) этот вопрос рассматривался и для Западной Сибири.

Быстрые темпы развития поисково-разведочных работ в этой провинции, вовлечение в число поисковых объектов юрско-валанжинских глубоко залегающих отложений севера провинции, выявление геотермических аномалий и некоторые другие новые данные позволяют более полно рассматривать эту проблему.

Данные о термодинамических условиях более чем 250 залежей сведены нами на графике (рис. 1), демонстрирующем практически линейную зависимость флюидного состава залежей от температуры и давления. В подавляющем большинстве залежей пластовая температура изменяется в довольно широком диапазоне — от 13 до 130°, а давление — от 65 до 240 ата. Отчетливо выделяются две области: преимущественно газовых и преимущественно нефтяных залежей. Газовые залежи группируются в нижней половине графика, образуя область с температурами 13—70° и давлением 65—190 ата; область нефтяных залежей занимает верхнюю часть графика: 50—130° и 150—290 ата.

Таким образом, дифференциация нефтяных и газовых залежей в зависимости от термодинамических условий вполне определенная. Однако граница между этими областями нерезкая.

На графике видна зона, где встречаются наряду с преобладающими газовыми залежами также нефтяные, нефтяные с газовой шапкой (3% от общего количества залежей в зоне). Это как бы конечная зона газовой области и начальная — нефтяной. Она характеризуется температурами 50—70° и давлением 155—190 ата.

Во второй области, преимущественно нефтяных залежей, кроме рассмотренной нижней зоны, где одновременно присутствуют и нефтяные и газовые залежи, можно заметить еще две: центральную — преимущественно залежей нефти с нормальным удельным весом и верхнюю — легких нефтей и газоконденсатных залежей. Центральная зона характеризуется температурами 55—100° и давлением 150—240 ата.

Верхняя зона легких нефтей и газоконденсатных залежей имеет температуру 80—130° и давление 220—290 ата. Можно предположить, что она является переходной к области газоконденсатных и газовых залежей — области с еще более высокими температурой и давлением.

Анализ графика не позволяет определить, какой же из двух факторов — температура или давление — является ведущим, так как оба они являются функцией глубины залегания залежей. По данным А. Э. Копторовича и др. (9), в интервале глубин 1500—3000 м давление не оказывает

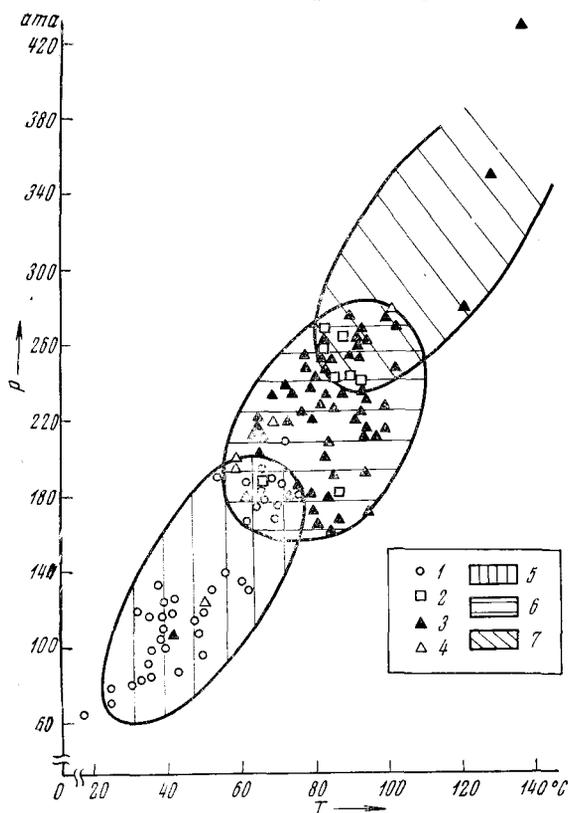


Рис. 1. Термодинамические условия в различных залежах. 1 — залежи газовые, 2 — газоконденсатные, 3 — нефтяные, 4 — нефтяные с газовой шапкой; 5—7 — зоны преимущественного преобладания залежей: 5 — газовых, 6 — нефтяных, 7 — легких нефтей и газоконденсатных

дебитом 150—800 м³/сутки (скв. №№ 12, 18, 24, 27-Р). Пластовые давления колеблются здесь в пределах 421—426 ата, пластовые температуры составляют 128—132°. На графике эта залежь образует резкую аномальную точку с давлением, на 150—180 ата превышающим нормальное пластовое давление. В то же время, нефть в этой залежи обычная, удельный вес ее 0,825 г/см³, смол и асфальтенов в ней 2,5%, парафина 3,9%, серы 0,24%. Степень катагенных преобразований этой нефти незначительная.

Малое влияние давления на катагенез нефтей в залежах также подтверждается данными К. И. Аникиева (4), указывающего на существование нефтяных залежей в Восточном Предкавказье и Западном Пакистане при пластовых давлениях 450—500 ата, в Северном Иране 570 ата, в Луизиане (США) 888 ата. Небольшие глубины большинства этих залежей (1600—1900 м) позволяют предполагать для них сравнительно невысокие температуры, что и обусловило невысокую степень катагенеза.

Преобладающее влияние температуры на катагенез возникших нефтя-

сколь угодно заметного влияния на метаморфизм органического вещества; главным его фактором, следовательно, является температура. Еще более определенно высказываются В. Д. Наливкин, Т. П. Евсеев и др. (14). Опираясь на данные К. К. Ландеса, А. И. Богомолова, К. И. Паниной, они указывают, что температура имеет решающее влияние не только на качественную и количественную сторону процессов нефтегазообразования, но и на преобразование нефтей в залежах в ходе их дальнейшего погружения.

Значительную роль в решении этого вопроса могут сыграть данные по Салымскому месторождению нефти. Здесь в битуминозных аргиллитах баженовской свиты (пласт Ю₀), видимо в зонах интенсивной трещиноватости, обнаружены залежи нефти с аномально высокими пластовыми давлениями. Наиболее широко распространена продуктивная зона на Салымской площади, где из баженовских аргиллитов были получены фонтаны нефти с

ных залежей доказывается наличием на юго-востоке Западно-Сибирской плиты группы газоконденсатных залежей в юрских отложениях (пласты группы Ю) Пудинского свода и Средне-Васюганского мегавала. Эти крупные поднятия лежат в зоне слабой положительной температурной аномалии (геотермический градиент $4,0-4,5^\circ$ на 100 м, пластовые температуры $100-110^\circ$), поэтому имеющиеся здесь газоконденсатные залежи следует рассматривать как возникшие из нефтяных в процессе термokatализа, на что указывали и другие исследователи. Этот вывод подкрепляется наличием у многих залежей нефтяных оторочек (Лугинецкое, Мыльджинское, Верхне-Салатское и другие месторождения).

Следует, однако, учитывать ведущую роль снижения пластового давления при образовании газовых залежей и газовых шапок. И, наоборот, при повышении давления возможно растворение газа в нефти или в воде, что поведет к изменению фазового состояния залежи. На нефтяных залежах повышение давления практически не сказывается.

Рассматриваемый график (рис. 4) позволяет сделать еще одно заключение.

По наиболее новым данным, температура в нижних горизонтах осадочного чехла на севере плиты, где он погружается до глубин 6—7 км, не должна превышать $110-130^\circ$, так как геотермический градиент в этой области (правда, по немногочисленным данным) колеблется в пределах $2,0-2,5^\circ$ на 100 м, т. е. в 1,5—2 раза меньше, чем в центральных и южных районах плиты. Эти температуры соответствуют многим залежам нормальных нефтей. На графике они располагаются еще в пределах области нефтяных залежей. Поэтому мы считаем несколько преждевременным вывод В. Д. Наливкина и его коллег⁽¹¹⁾ о том, что в юрских отложениях севера Западной Сибири должны быть распространены преимущественно газовые залежи, в меньшей степени газоконденсатные и в еще меньшей — небольшие залежи легкой нефти.

Поступило
27 I 1971

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ К. А. Ликиев, Тр. Всесоюз. нефт. н.-и. геол.-разв. инст., в. 233 (1964).
² Н. И. Буялов, Е. В. Захаров, Нефтегаз. геол. и геофиз., № 11 (1970). ³ Ф. Г. Гурари, В. П. Казаринов и др., Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности — новой нефтяной базы СССР, Новосибирск, 1963. ⁴ Ф. Г. Гурари, Тр. Сиб. н.-и. инст. геол., геофиз. и мин. сырья, в. 47 (1966). ⁵ А. Ф. Добрянский, Геохимия нефти, М.—Л., 1948. ⁶ А. Ф. Добрянский, Химия нефти, Л., 1961. ⁷ В. Ф. Ерофеев, Сов. геол., № 11 (1970). ⁸ В. Н. Корценштейн, Тез. к симпозиуму: Гидрогеологические критерии оценки перспектив нефтегазоносности Русской платформы, Минск, 1969. ⁹ А. Э. Конторович, Н. М. Бабина и др., Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности, М., 1967. ¹⁰ К. К. Landes, Bull. Am. Assoc., Petrol., Geologist., 51, 6 (1967). ¹¹ Н. Т. Линдтроп, Н.-и. Всесоюз. инст. экон. мин. сырья, отд. научно-технич. информ., сер. геол., № 3 (1969). ¹² И. И. Нестеров, Тр. Зап.-Сиб. н.-и. геол.-разв. нефт. инст., в. 15 (1969). ¹³ В. Ф. Никонов, Сборн. Генезис нефти и газа, М., 1967. ¹⁴ В. Д. Наливкин, Т. П. Евсеев и др., Геол. нефти и газа, № 6 (1969).