

А. И. СТЕПАНОВ, Ю. А. ТЕРЕЩЕНКО

О ПРИРОДЕ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА САЛЫМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

(Представлено академиком А. В. Пейве 21 VI 1972)

Салымское нефтяное месторождение является в настоящее время единственным в Западной Сибири, в пределах которого зафиксировано аномально высокое пластовое давление (АВПД) *.

Широко известны проявления АВПД в геосинклинальных областях, приуроченные к тектонически активным зонам, к структурам, осложненным грязевым вулканизмом, диапиризмом, надвигами и другими нарушениями (^(1, 7-8) и др.). В пределах платформ АВПД встречаются редко и обычно бывают связаны с внутриплатформенными зонами тектонического оживления земной коры.

Существуют различные представления о природе АВПД: 1) это следствие уплотнения осадка под влиянием веса лежащих выше пород при затрудненном оттоке флюидов (⁽³⁾); 2) результат значительных вертикальных перемещений отдельных частей складок после формирования залежей, когда в повышенных блоках сохраняется первоначальное давление (⁽⁸⁾); 3) результат тектонических напряжений в различные прошлые фазы складчатости, сохранившихся до настоящего времени (⁽⁹⁾); 4) на месторождениях, как в альпийских подвижных зонах, так и на платформах — следствие процессов неотектогенеза, воздействующих на упругие, достаточно изолированные флюидные залежи путем упруго неравномерного сжатия и поступления новых порций флюидов под более высоким давлением (^(1, 2)); 5) результат подъема высоконапорных флюидов из более глубоких горизонтов или из мантии земли, при этом мигрирующие флюиды сами могут пролагать себе пути, производя гидроразрывы пластов (^(6, 10)).

В связи с таким многообразием взглядов на природу АВПД представляют несомненный интерес полученные в последнее время данные о повышенных пластовых давлениях на Салымском месторождении.

Рассматриваемое месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской низменности, в районе Среднего Приобья. Месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию меридионального простирания. Размеры его по отражающему горизонту, приуроченному к верхнеюрским отложениям, составляют по простиранию 25, а вкрест простирания 16 км; амплитуда 150 м.

Разрез месторождения сложен породами фундамента и осадочным комплексом мезо-кайнозойских отложений. Последние представлены (снизу вверх) породами нижней, средней и верхней юры, нижнего и верхнего мела, палеогена и четвертичными.

Общая мощность осадочного чехла составляет 3100—3200 м.

На месторождении выявлено 4 продуктивных горизонта. Промышленные притоки нефти получены из юрских отложений (продуктивный горизонт Ю₀), отложений валанжинского яруса (Б₆), готерив-барремского

* Под аномально высоким пластовым давлением понимают такое, которое заметно (более чем на 10—20%) превышает нормальное или условное гидростатическое давление (⁽¹⁾).

ярусов (Б₅, А₁₀₋₁₁). Общая мощность продуктивной части разреза составляет 900–950 м.

Аномально высоким пластовым давлением обладает залежь, связанная с отложениями баженовской свиты верхней юры, вмещающие породы которой представлены черными битуминозными аргиллитами, легко раскалывающимися на тонкие плитки.

Характерно, что АВПД зафиксировано не по всей площади месторождения, а только в пределах полосообразной зоны, протягивающейся в меридиональном направлении (см. рис. 1) вдоль оси складки. Ширина этой

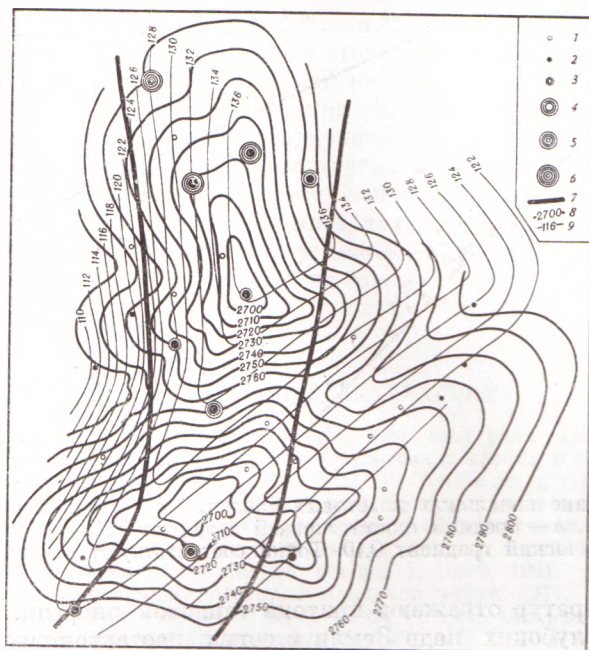


Рис. 1. Структурная карта по кровле верхнеюрских отложений на Салымском нефтяном месторождении. 1 — скважины пробуренные; 2–6 — скважины, давшие при испытании верхнеюрских отложений <10 м³/сутки (2), 10–50 (3), 50–100 (4), 100–200 (5), >200 (6); 7 — зона распространения АВПД; 8 — изогипсы по кровле верхнеюрских отложений; 9 — изотермы по кровле верхнеюрских отложений

зоны 6 км, длина не установлена. В пределах изученной глубоким бурением площади месторождения она составляет 26 км.

Величина пластового давления в скважинах №№ 30 и 24, расположенных в данной зоне (см. рис. 2), на глубинах соответственно 2777 и 2763 м была 433 и 421 ат. За пределами зоны (в скв. №№ 11; 15; 29 и др.) проявлений АВПД отмечено не было.

Весьма показательно, что все скважины, которые приурочены к зоне АВПД и в которых производилось испытание аргиллитов баженовской свиты, характеризуются высокими дебитами — от 317 до 26 м³/сутки на 8-миллиметровом штуцере.

Что касается скважин, расположенных вне зоны АВПД, то при опробовании тех же отложений они либо оказались «сухими», либо дебиты нефти в них при различных динамических уровнях не превышали 1–5 м³/сутки.

Как видно из рис. 1, зона проявлений АВПД и высокодебитных скважин характеризуется по верхнеюрским отложениям также отчетливо вы-

раженной положительной геотемпературной аномалией. Это обстоятельство, на наш взгляд, является очень важным.

Известно, что решающее влияние на тепловой режим осадочного чехла Западно-Сибирской низменности, и в частности районов Среднего Приобья, оказывает неравномерность теплового потока, идущего из более глубоких слоев фундамента.

В зонах глубинных разломов плотность потока выше, чем вне этих зон (⁴, ⁵). К. А. Аникиев на основании огромного фактического материала по месторождениям Земного Шара пришел к заключению, что положительные

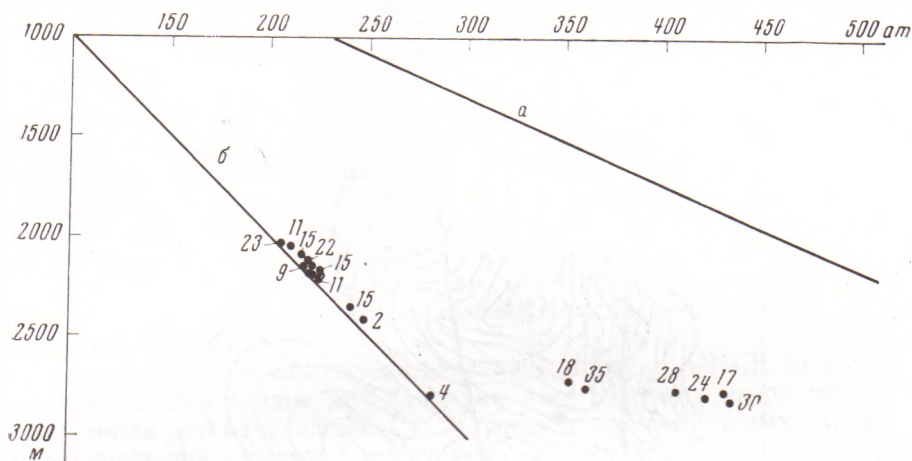


Рис. 2. Изменение начальных пластовых давлений с глубиной на Салымском месторождении. *а* — средний геостатический градиент 0,23; *б* — условный гидростатический градиент 0,10. Точки соответствуют скважинам

аномалии температур отражают притоки тепловой энергии, привносимой флюидами из глубоких недр Земли в зонах неотектонически активных глубинных разломов (⁴). Эти выводы справедливы и для Салымского месторождения. Вероятно, геотермическая аномалия в верхнеюрских отложениях свидетельствует о наличии притока горячих глубинных флюидов по разлому в фундаменте.

В настоящее время наличие разлома в фундаменте на Салымском месторождении прямыми методами (бурением скважин, геофизическими исследованиями и т. д.) не установлено. О существовании его можно судить исходя из следующих соображений. Глубинным разломам обычно сопутствуют зоны трещиноватости в лежащих выше осадочных породах. Косвенным свидетельством наличия такой зоны трещиноватости в верхнеюрских отложениях Салымского месторождения является резкое различие дебитов нефти по скважинам. Притоки нефти в скважины из практически непроницаемых аргиллитов могут быть обеспечены только наличием трещиноватости. Трещины, следовательно, служат иместилищем для нефти и являются путями движения флюидов к забоям скважин. При этом площадь, в пределах которой скважины характеризуются большими дебитами, соответствует зоне повышенной трещиноватости пород. Эта зона имеет полосообразную форму, полностью совпадает с положительной геотемпературной аномалией и является отражением разлома в фундаменте.

Существование АВПД в верхнеюрской залежи также, вероятно, обеспечено наличием системы трещин, пронизывающих юрские породы, и движением по ним высоконапорных флюидов. При этом следует отметить, что источник углеводородов располагается, по-видимому, не в пределах осадочного чехла, а значительно ниже. Данное предположение основывается на том, что пластовое давление наиболее глубоких залежей осадоч-

ного чехла, соответствующее условному гидростатическому, не превышает 300—320 атм., тогда как в верхнеюрской залежи составляет 433 ат.

Следовательно, повышенное пластовое давление в верхнеюрской залежи не может быть обусловлено притоком флюидов из осадочного комплекса.

Такой механизм образования АВПД в верхнеюрских отложениях Салымского месторождения соответствует представлениям о природе АВПД К. А. Аникиева, П. Н. Кропоткина и Б. М. Валяева, В. Ф. Линецкого и др.

Итак, впервые для условий платформенной области Западной Сибири установлен факт существования АВПД в отложениях верхней юры Салымского нефтяного месторождения. Наиболее вероятной причиной АВПД является миграция углеводородов по системе трещин, связанных с зоной разлома в фундаменте. Возможно, что этот процесс происходит и в настоящее время. Сохранение АВПД и самой нефтяной залежи в верхнеюрских отложениях может быть обеспечено при условии постоянного возобновления притока высоконапорных углеводородных соединений снизу.

Не исключено, что формирование других месторождений Западной Сибири происходило благодаря притоку углеводородов из глубинных недр в коллекторы осадочного чехла. В пределах же проницаемых горизонтов в результате латеральной миграции углеводородов происходит перераспределение давлений и АВПД в залежах не сохраняется.

Поступило
7 VI 1972

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ К. А. Аникиев, Тр. Всесоюз. нефт. н.-и. геол.-разв. инст., в. 233 (1964).
² К. А. Аникиев, Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ, 1971. ³ Г. А. Бабалян, Тр. нефт. эксп. АН АзербССР, 1, Баку, 1953. ⁴ В. П. Дьяконов, Гидрогеологические условия нефтеносности Среднего Приобья. Автореф. кандидатской диссертации, 1970. ⁵ И. М. Кругликов, Тр. Всесоюз. нефт. н.-и. геол.-разв. инст., в. 236 (1965). ⁶ В. Ф. Линецкий, Тр. I украинск. гидрогеол. совещ., 1, Киев, 1961. ⁷ В. Ф. Линецкий, Кн. Проблема неорганического происхождения нефти, 1971. ⁸ В. С. Мелик-Пашаев, Газ. пром., № 8 (1956). ⁹ Б. А. Тхостов, Начальные пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях, М., 1960. ¹⁰ П. Н. Кропоткин, Б. М. Валяев, Изв. АН СССР, сер. геол., № 11 (1965).