

туры. На восточном борту выделяются узкие зоны, проникающие только в нижнюю часть юрских отложений и не достигающие интервала баженовской свиты. В этой части площади находятся «сухие» скважины (79 и 22). Наибольшие дебиты нефти получены в скв. 554 и 32, расположенных над наиболее сильно деструктированной (судя по ослаблению амплитуд на сейсмических разрезах) частью отложений тюменской свиты. Интересно отметить, что с зонами деструкции совпадают и наиболее высокотемпературные аномалии теплового поля. Это обстоятельство, наряду с высоким латеральным градиентом теплового поля на Салымском месторождении, позволяет предположить, что по субвертикальным зонам деструкции в настоящее время могут поступать из фундамента термальные флюиды, обеспечивающие конвективный привнос тепла. К сожалению, из-за отсутствия глубоких скважин в этом районе и кернового материала из зон деструкции данное предположение остается пока недоказанным.

На территории Западной Сибири известны примеры крупных нефтепоявлений из пород палеозоя и нижних интервалов юрских комплексов во многих районах, где имеются прямые индикаторы связи их с зонами деструкции, выделяемыми по сейсморазведке. К их числу относятся Ханты-Мансийское и Северо-Варьеганское месторождения нефти. Роль трещинных типов коллекторов, вероятно, будет возрастать при переходе к глубоким горизонтам чехла и палеозойским интервалам разреза, поэтому особую важность приобретает проверка бурением зон деструкций, выделяемых сейсморазведкой на многих площадях в Западной Сибири.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белкин В. И., Медведский Р. И. Жильный тип ловушек нефти и газа. — Советская геология, 1987, № 9, с. 25—33.

М. Ю. Зубков, О. В. Бакуев,
С. В. Дворак, П. И. Пастух

ВЕРТИКАЛЬНАЯ И ЛАТЕРАЛЬНАЯ МИГРАЦИЯ ПОРОВЫХ ФЛЮИДОВ В ЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА

Анализ имеющихся геолого-геофизических и гидрогеологических данных по юрским продуктивным отложениям Красноленинского свода показал, что в пределах этой территории отмечаются резкие изменения состава и свойств поровых флюидов и вмещающих их отложений. Например, на Талинском месторождении существуют одновременно положительные и отрицательные гидродинамические аномалии, локальные зоны повышенных и пониженных

пластовых температур, происходит смена типа вод, отмечается зональность вторичного преобразования пород и т. д. Эти особенности строения месторождения необходимо учитывать при проведении дальнейших разведочных работ и в ходе разработки залежей, что требует объяснения их природы. Данная задача является целью настоящей статьи.

Для изучения гидродинамических аномалий использовались данные о величинах начальных пластовых давлений пласта ЮК₁₀₋₁₁ Талинского месторождения. Обобщены сведения о величинах $P_{пл}$, замеренных в нефтяных фонтанирующих скважинах, а также отметках $H_{ст}$ в водяных непереливающих скважинах с последующим пересчетом их на условную поверхность с абс. отм. —2600 м. Полученная схема (рис. 1, а) показывает, что в субмеридиональном направлении величина $P_{пл}$ закономерно уменьшается с севера на юг от 25,9—26,1 МПа в скв. 2, 520 до 24,87—24,9 МПа в скв. 826, 971. В субширотном направлении при рассмотрении изменения $P_{пл}$ отмечается гидродинамическая аномалия, выражаяющаяся в наличии пьезоминимума, имеющего форму

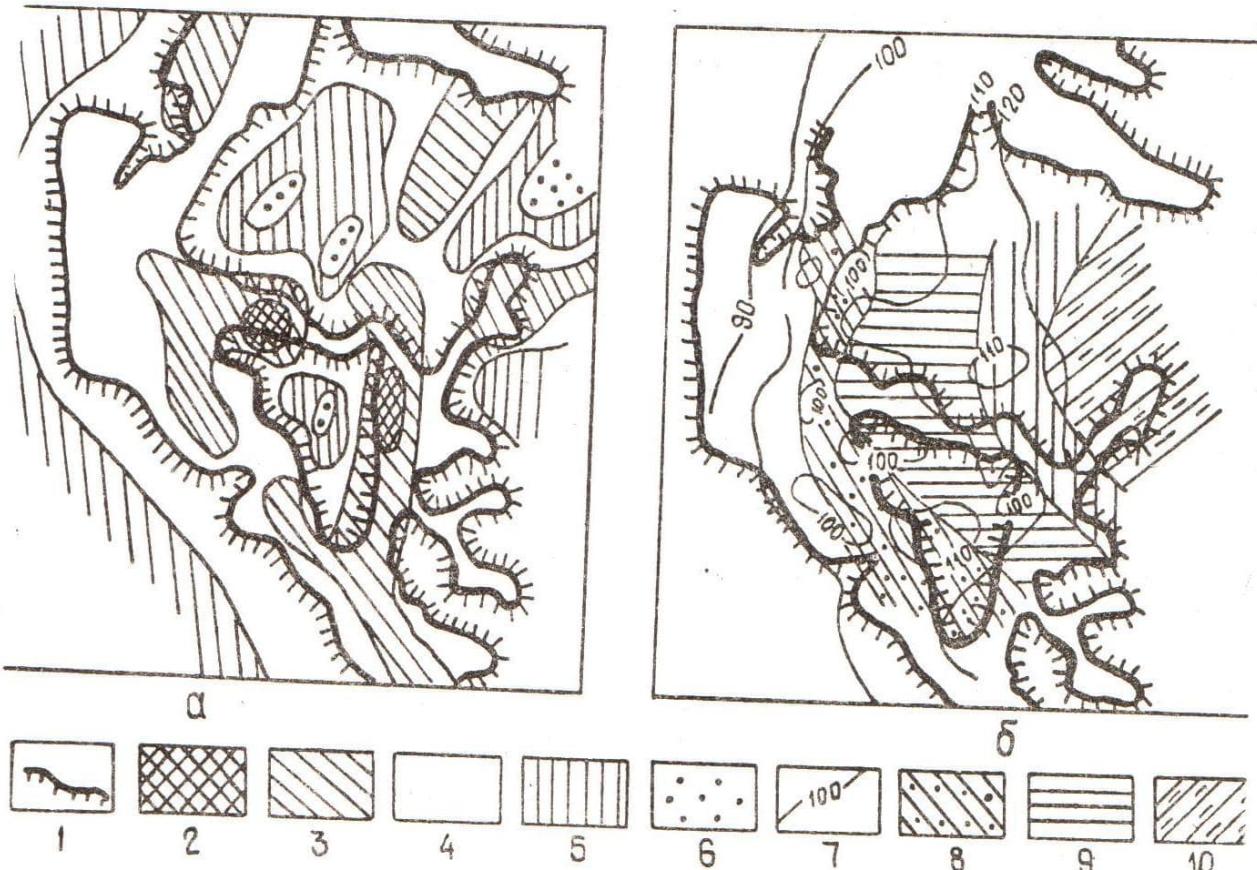


Рис. 1. Схемы отклонений начального пластового давления от условного гидростатического (а) и изменения содержания CO_2 в нефтях и пластовых температур юрского комплекса Красноленинского свода (б): 1—граница распространения шеркалинского горизонта; 2—6 — соответственно отклонения давлений $<-5,0$; $-5,0 \div -2,5$; $-2,5 \div 0$; $0 \div +2,5$; $+2,5 \div 50$; 7 — изотермы по подошве тюменской свиты, $^{\circ}\text{C}$; 8—10 — соответственно содержание CO_2 в нефтях 0,5—10; 1,0—1,5; 1,5—2,0% мол.

воронки и приуроченного к осевой части щеркалинского горизонта. Это подтверждается фактическим материалом по скважинам: на севере — скв. 1, 2, 5, 102, 125; на юге — скв. 116, 171, 802, 825; на востоке — скв. 511, 512, 520, 816, 118, 503, 800.

В вертикальном разрезе щеркалинского горизонта изменение P_{pl} изучалось по результатам поинтервального испытания объектов в скв. 127, 139, 171, 802. В большинстве случаев градиенты давления остаются постоянными, однако в скв. 171, 802 отмечается их незначительное уменьшение сверху вниз.

Установленные особенности изменения величин начальных пластовых давлений в пределах юрского водоносного комплекса позволяют охарактеризовать эту водонапорную систему как гидродинамическую депрессионного типа [1]. Такие системы, впервые выделенные в Непско-Ботубинской НГО, характеризуются эффектом всасывания флюидов в гидродинамически изолированные коллекторы за счет увеличения в них пустотного пространства, возникающего при развитии трещиноватости в периоды тектонических подвижек [2]. Этот вывод подтверждается характером изменения P_{pl} в залегающих выше пластиах ЮК₂₋₉. Здесь в вертикальном разрезе юры отмечается уменьшение сверху вниз градиентов давлений от 1,0 до 0,8 МПа/100 м (скв. 1004). Дефициты давлений по сравнению с условным гидростатическим достигают 8,0—9,0 МПа и более (скв. 404 Верхнеингинской, 512 Талинской пл. и др.).

Снижение начальных пластовых давлений в пластах ЮК₂₋₉ наиболее контрастно проявляется над зонами распространения щеркалинского горизонта. Поэтому можно предположить, что в пределах Красноленинского свода высокопроницаемые коллекторы ЮК₁₀₋₁₁ дренируют всю толщу тюменской свиты. Вероятность вертикальной миграции флюидов в этих условиях более высока, так как перепады давлений по разрезу на 1,0—2,0 МПа превышают градиенты давлений по латерали.

Кроме установленных пьезоминимумов, приуроченных к погруженным участкам тюменской свиты, в сводовых частях локальных поднятий (Емъеговского, Пальяновского и др.) наблюдаются хорошо выраженные пьезомаксимумы инверсионного типа (см. рис. 1, а). Возникновение этих положительных аномалий невозможно объяснить недоуплотнением глин, акватермальным эффектом, дегидратацией монтмориллонита, так как в сводовых частях поднятий толщины глинистых отложений сокращаются. Наиболее вероятным объяснением этого факта можно считать проникновение снизу флюидов, формирующих сверхгидростатические давления в коллекторах тюменской свиты.

Таким образом, в пределах Красноленинского свода, судя по наличию пьезоминимумов и пьезомаксимумов, следует ожидать проявления двух противоположно направленных вертикальных потоков поровых флюидов (см. рис. 1, а). Если это верно, то вертикальное перемещение флюидов должно сопровождаться конвективным тепломассопереносом, эффективность которого будет зна-

чительно превосходить кондуктивный. Вследствие этого зоны развития восходящих потоков должны характеризоваться резкими положительными термоаномалиями, а зоны «всасывания», наоборот, отчетливыми термоминимумами.

Схема изменения современных пластовых температур по подошве тюменской свиты подтверждает это предположение: практически все пьезоминимумы совпадают с зонами отрицательных термоаномалий, а пьезомаксимумы — с участками повышенных пластовых температур (см. рис. 1, а, б). Наблюдаемые вариации температурных градиентов (от 3,2 до 5°C/100 м) невозможно объяснить исходя только из теплофизических свойств осадочных пород, не допуская вертикальных перемещений флюидов вверх и вниз.

Следует отметить, что контрастность отрицательных термоаномалий может быть усиlena дополнительным снижением температуры на 3—5°C в зонах пьезоминимумов за счет разгазирования нефти при снижении величин P_{pl} в них ниже давления насыщения (скв. 404, 512).

Глубинные флюиды, зафиксированные в некоторых районах Западной Сибири, состоят в основном из паров воды и углекислоты с низким содержанием других компонентов. Например, в Шамском районе на Трехозерной площади встречены подземные воды со следующим составом растворенных в них газов: CO_2 — 62—96%; CH_4 — 2—33%; N_2 — 0,1—1,7%; тяжелых углеводородов — 0,08—4,0% [3, 4]. Если глубинные флюиды, поднимающиеся в пределах Красноленинского свода, имеют близкий состав, то следует ожидать закономерного увеличения углекислоты от зон «всасывания» к участкам нагнетания. Исходя из лучшей растворимости CO_2 в нефти, чем в воде, и отсутствия реакции с ней, для оценки характера распределения углекислоты в пределах Красноленинского свода проанализированы глубинные пробы пластовой нефти, полученные из тюменской свиты (см. рис. 1, б).

Изменение по площади месторождения содержания углекислого газа в нефтях подтверждает сделанное предположение: его концентрация увеличивается с запада на восток от 0,2—0,3% мол. на Талинском поднятии до 1,2% мол. на Емъеговском и далее до 2,0% мол. на Пальяновском в направлении общего увеличения температур и давлений.

В вертикальном разрезе зона интенсивного внедрения CO_2 в осадочный чехол ограничивается кровлей верхнеюрского глинистого экрана — абалакской и баженовской свитами. Над ними концентрация CO_2 резко уменьшается. Например, в скв. 533 Емъеговского месторождения на глубине около 1400 м (викуловская свита), концентрация CO_2 в нефти составляет всего 0,01% мол., что в 200 раз меньше, чем в нефти тюменской свиты.

Таким образом, в зонах положительных термо- и бароаномалий происходит проникновение горячих флюидов, имеющих повышенные давления. Эти флюиды представлены слабоминерали-

зованным водным паром («дистиллятом») и углекислотой. Внедрение таких флюидов влечет за собой изменение химического состава вод юрского комплекса, их олеснение растворенной углекислотой с последующим ее гидролизом и диссоциацией. Этот процесс ведет к образованию слабоминерализованных гидрокарбонатно-натриевых вод. Воды такого типа с инверсией минерализации в пределах Красноленинского свода неоднократно описывались ранее и были отнесены к водам региональной гидрохимической аномалии [5].

Исходя из рассматриваемой модели вертикальной миграции и наличия значительного перепада давления по латерали между пьезоминимумами и пьезомаксимумами было предположено, что реликтовые, седиментационные воды, могут быть оттеснены в зоны термо- и бароминимумов, где изменение их состава под воздействием CO_2 и температуры должно быть ограничено.

Для этого было проанализировано около 550 проб по 198 скважинам, расположенным в пределах первоочередного участка разработки (р-н скв. 1, 5, 91), центральной (р-н скв. 107, 503, 800) и южной (р-н скв. 171, 802) частей залежи. Одновременно с захватами использовались пробы вод, поступающих в небольших количествах вместе с нефтью в начальный период эксплуатации скважин до их обводнения. Постоянство химического состава таких вод, отобранных в различных участках залежи на разных этапах разработки, позволило рассматривать их как реликтовые, рыхлосвязанные воды нефтяной залежи.

Анализ показал, что воды изучаемых отложений представлены в основном двумя типами (по В. А. Сулину): хлор-кальциевым и гидрокарбонатно-натриевым. В их распространении по площади обнаруживается определенная гидрохимическая закономерность (рис. 2). Воды гидрокарбонатно-натриевого типа встречены в восточной части залежи и тяготеют к центральным, наиболее приподнятым участкам Красноленинского свода, характеризующимся положительными термо- и барономалями. Воды хлор-кальциевые, наоборот, локализованы в западной части свода и тяготеют к внешнему контуру нефтеносности.

По минерализации воды обоих типов различаются слабо. Наиболее вероятные ее значения составляют 4—14 г/л. Отмечаются более высокие максимальные значения минерализации гидрокарбонатно-натриевых вод (до 18—20 г/л), в то время как для вод хлор-кальциевого типа они не превышают 12—14 г/л.

По химическому составу хлор-кальциевые воды характеризуются отношением $r\text{Na}/r\text{Cl}=0,6-1,0$ с преобладанием значений 0,65—0,95; высоким содержанием ионов кальция (до 30—38%-экв., 1000—1300 мг/л); низким содержанием гидрокарбонат-иона (от 0,5—2,0 до 8—10%-экв); повышенным содержанием кальция по сравнению с магнием (отношение $r\text{Ca}/r\text{Mg}$ достигает 25—30).

Для гидрокарбонатно-натриевых вод отношение $r\text{Na}/r\text{Cl}=1,0-1,6$ с преобладанием значений от 1,0 до 1,3; содержание гидрокар-

бонат-иона достигает 25—35 %-экв. (1800—2100 мг/л); содержание иона кальция колеблется в пределах 0,6—1,5 %-экв. до полного исчезновения; отношение rCa/rMg не превышает 10—15.

Граница распространения обоих типов вод однозначно установлена в пределах первоочередного участка разработки и в центральной части залежи, где вдоль ее иногда встречаются воды слабо выраженного хлор-магниевого состава (рис. 2). Последние возникают при смешении хлор-кальциевых и гидрокарбонатно-натриевых вод за счет резкого уменьшения содержания иона Ca^{2+} в результате выпадения его в осадок и относительного обогащения раствора остающимся Mg^{2+} . В табл. 1 показан характерный при-

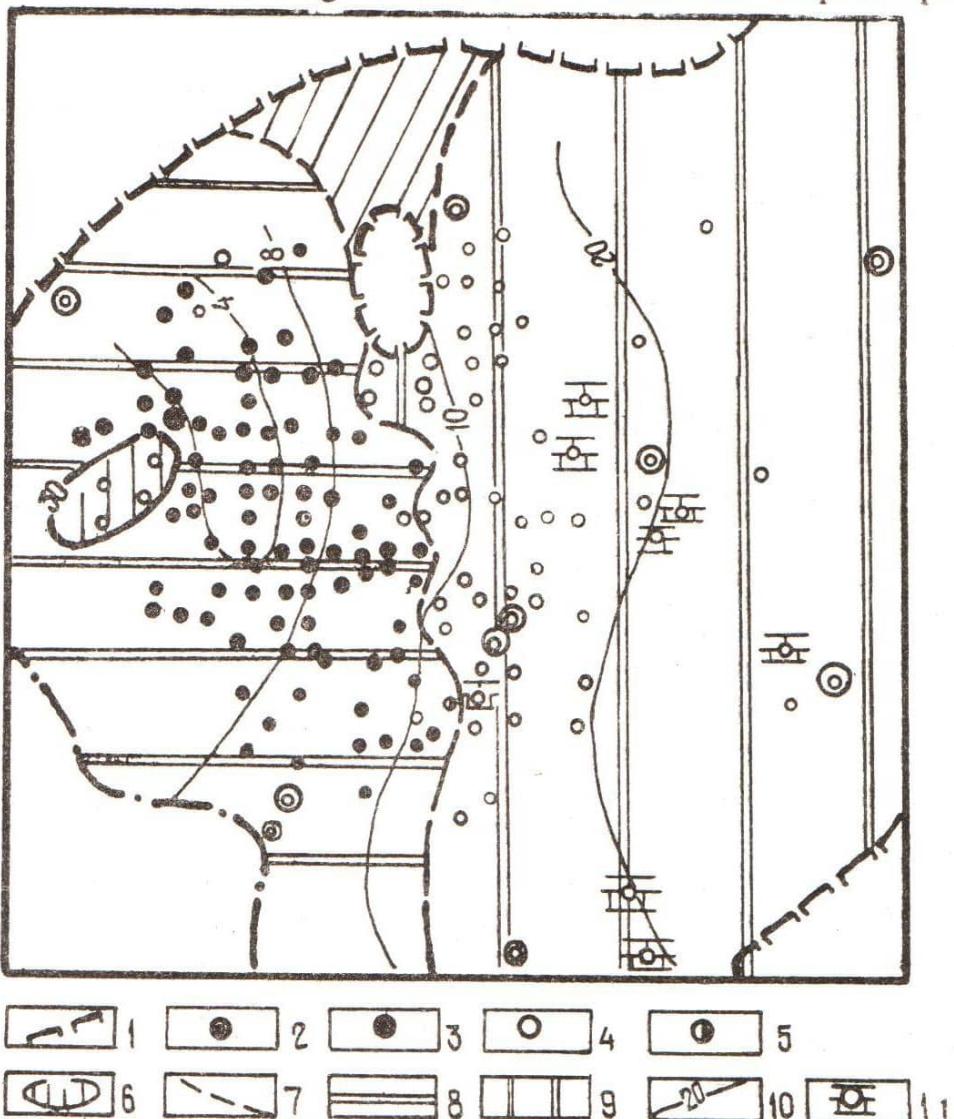


Рис. 2. Схема гидрогоеомической и литологической зональности пластов ЮК₁₀₋₁₁ на первоочередном участке Талинского месторождения: 1 — граница выклинивания пласта ЮК₁₀; 2 — скважины разведочные; 3—5 — скважины соответственно с хлорид-кальциевым, гидрокарбонатно-натриевым и смешанным составом вод; 6 — линза гидрокарбонатно-натриевых вод; 7 — гидрогоеомическая граница; 8, 9 — соответственно области преимущественного развития хлорид-кальциевых и гидрокарбонатно-натриевых вод; 10 — изолинии равного содержания HCO_3 , %/экв.

мер измениния состава вод вдоль профиля эксплуатационных скв. 5347—5306.

Приуроченность хлор-кальциевых вод к внешнему контуру ВНК со стороны Мутойской впадины позволяет предположить, что

Таблица 1

Номера скв.	Минерализация, г/л	Содержание ионов, %-экв.				
		Na+K+	Mg ²⁺	Ca ²⁺	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻
5347	6,0	60,9	1,96	37,2	4,38	95,6
5348	6,8	67,6	2,59	29,8	5,17	94,8
5349	4,6	85,1	2,96	12,0	7,90	92,1
5350	6,1	90,2	1,55	8,3	15,7	82,5
5352	5,9	96,0	1,05	8,3	15,7	82,5
5327	7,9	95,8	1,56	2,7	14,0	86,0
5306	4,8	98,7	—	1,4	20,3	79,7

на определенном этапе развития залежи произошло перемещение нефти в законтурную часть, в область пониженных температур и давлений. В пользу этого предположения свидетельствует тот факт, что абсолютная отметка ВНК на западе (скв. 103) на 20—30 м ниже, чем на востоке (скв. 163, 121). Поэтому выявленную в пределах нефтяного контура гидрогоехимическую границу, которая проходит по абс. отм. — 2570—2580 м и совпадает с отметкой ВНК северо-восточной части, можно рассматривать как границу древнего палеоВНК.

В качестве подтверждения этого можно привести следующие факты. По результатам защиты в ГЗК СССР считается, что водонефтяной контакт в пласте ЮК₁₀₋₁₁ Талинского месторождения на всей территории имеет горизонтальную поверхность на абс. отм. — 2606 м. Однако новые данные свидетельствуют о его снижении в южном направлении. Например, в северной части залежи (р-н скв. 163) ВНК отмечается на абсолютной отметке — 2580 м. В центральной части он установлен на отметке — 2606 м. На юге его положение точно не установлено, но результаты испытания скв. 139, 186, 971 указывают на дальнейшее погружение ВНК в юго-восточном направлении. Ни литологических, ни тектонических границ, способных повлиять на положение ВНК, в пластах ЮК₁₀₋₁₁ пока не установлено, поэтому можно рассматривать пласти как единую гидродинамически связанную систему. Это позволяет считать, что в шеркалинском горизонте происходит региональное движение поровых флюидов с севера на юг, вызывающее смещение нефтяного контакта. Профиль ВНК с приведенными на абс. отм. — 2606 м давлениями подтверждает это предположение (рис. 3).

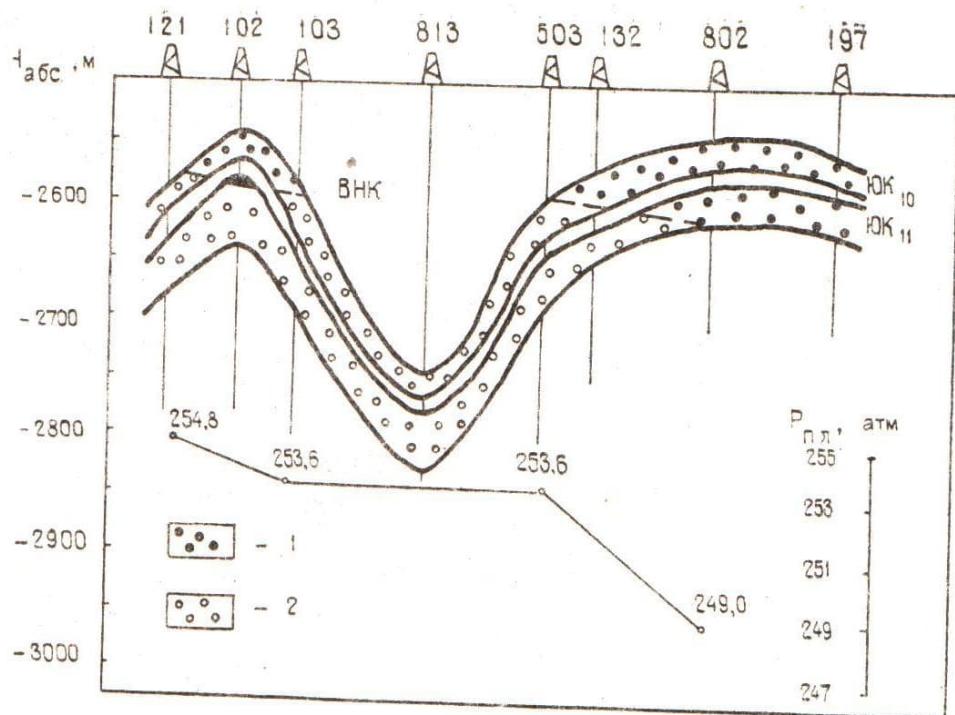


Рис. 3. Профиль положения ВНК и приведенных пластовых давлений горизонта ЮК₁₀₋₁₁ Талинского месторождения: 1 — нефть; 2 — вода.

Закономерности формирования состава подземных вод и содержащих их пород под воздействием CO₂ хорошо изучены в районах, где его поступление установлено с большой надежностью [3, 4, 5, 6]. Они заключаются в разрушении, каолинизации полевых шпатов, выпадении вторичного карбоната и кварца. В результате солевой состав вод обогащается гидрокарбонат-ионом и обедняется ионом кальция.

В этом отношении обращает на себя внимание тот факт, что эпигенетические изменения пород Талинского месторождения наиболее четко прослеживаются в зоне развития вод гидрокарбонатно-натриевого типа (см. рис. 2). Здесь наблюдается образование вторичного кальцита (1—3%), часто бурого за счет микровключений нефти, который резко снижает фильтрационно-емкостные свойства пород: пористость на 1—2%, проницаемость — в 2—4 раза.

Увеличение контрастности эпигенетических преобразований в направлении термо- и баромаксимумов свидетельствует в пользу принятой модели поступления в юрский комплекс Красноленинского свода горячих глубинных флюидов, содержащих значительное количество углекислоты. В отличие от закономерностей изменения давления и температуры, которые имеют хорошо выраженные максимумы и минимумы, эпигенетические преобразования пород, гидрогеохимическая зональность характеризуются более плавными переходами, что свидетельствует о существовании ареала рассеяния гидрохимических параметров в результате латеральной и вертикальной миграции флюидов (см. рис. 2).

Таким образом, из всего комплекса гидрогеологических, геохимических, литологических материалов видно, что основной причиной, формирующей аномалии геологического строения залежей в юрских отложениях Красноленинского свода, является существование активного конвективного массопереноса флюидов. Участок разреза, в пределах которого он осуществляется, ограничивается в вертикальном сечении кровлей баженовской свиты. Нижняя граница, находящаяся в доюрских образованиях, по всей видимости, определяется условиями образования и сохранения трещинно-кавернозных коллекторов. Интенсивность и направленность движения флюидов зависит от характера поля тектонических напряжений. Миграции флюидов от зон нагнетания к участкам «всасывания» способствует наличие в отложениях тюменской свиты высокопроницаемого шеркалинского горизонта.

Выводы

1. Конвективный массоперенос флюидов в юрских отложениях Красноленинского свода служит отражением проявления тектонических движений этого региона на современном этапе.

2. Вертикальная и латеральная миграция флюидов определяет существующую гидродинамическую, гидрохимическую, температурную, газовую зональность пластовых вод, фазовое состояние углеводородов в залежах.

3. Изменяющаяся во времени за счет глубинного поступления CO_2 гидрохимическая и газовая зональность флюидов вызывает интенсивные вторичные преобразования пород (каолинизацию, карбонатизацию, выпадение вторичного кварца и т. д.).

4. Существование положительных и отрицательных термо- и бароаномалий обуславливает латеральную миграцию флюидов, которая влияет на положение ВНК.

5. В результате эффекта «всасывания» пластовых флюидов юрского комплекса в участки развития трещиноватости фундамента в последнем могут формироваться нефтяные и газоконденсатные залежи с нефтьми мезозойского возраста. Пьезоминимумы в коллекторах тюменской свиты являются поисковым критерием обнаружения месторождений в палеозойских толщах.

6. Положение Красноленинского свода в непосредственной близости от Восточно-Уральского краевого прогиба, наличие гидрохимических, гидродинамических аномалий на ряде площадей Шаймского, Березовского, Новопортовского районов, имеющих аналогичную тектоническую позицию, позволяют предполагать, что сходные геодинамические водонапорные системы пользуются широким распространением.

На основе изложенного рекомендуется:

1) с целью изучения возможного процесса конвективной миграции флюидов на территории свода необходимо в скважинах, находящихся в зонах термо- и бароаномалий, провести специальные

геолого-геофизические исследования (ГДК, закачку меченых жидкостей, поинтервальное испытание);

2) пробурить скважины в зонах термо-и бароаномалий с целью поиска залежей в доюрских образованиях (наиболее перспективными участками являются р-н скв. 404, 512, 1004 Талинской и скв. 1, 2 Емъеговской площадей);

3) построенные схемы приведенных начальных пластовых давлений могут использоваться для прогнозирования процесса бурения (поглощения, прихваты), а также улучшения качества цементирования колонн.

ЛИТЕРАТУРА

1. Карцев А. А., Вагин С. Б., Матусевич В. М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М., Недра, 1986, 224 с.
2. Яковлев Ю. И., Семашев Р. Г. К вопросу о роли дислокационной тектоники фундамента в формировании гидродинамических режимов осадочных отложений. ДАН СССР, сер.: Геология, 1982, т. 266, № 2, с. 436—438.
3. Толстиков Г. А. Условия формирования гидрокарбонатно-хлоридно-натриевых вод в юрских отложениях Западно-Сибирской низменности. Новосибирск, Труды СНИИГГиМСа, 1964, вып. 32, с. 50—58.
4. Розин А. А. Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование. Новосибирск, Наука, 1977, 100 с.
5. Гидрогеология СССР. Западно-Сибирская равнина, М., Недра, 1970, т. XVI, 367 с.
6. Рудкевич М. Я., Чистякова Н. Ф. Перспективы нижне-среднеюрского комплекса в Западно-Сибирском НГБ по гидрогазогеохимическим показателям. — Геология нефти и газа, 1986, № 4, с. 6—12.

Г. И. Плавник, Л. Г. Судат, Г. С. Ясович

ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛОВУШЕК В ДЕЛЬТОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

(на примере неокома Западной Сибири)

Пространственное положение залежей углеводородов, наряду с тектоническими, гидрогеологическими и геохимическими факторами, контролируется литологическими особенностями разреза, которые обусловлены обстановками осадконакопления и постседиментационными процессами. Поэтому детальное изучение литологических особенностей строения разреза осадочного чехла представляется одним из важнейших этапов, предшествующих прогнозу нефтегазоносности.

При оценке перспектив нефтегазоносности отложений, залегающих на сравнительно больших глубинах, одной из основных проблем является выяснение закономерностей размещения пород-кол-