

# ГИДРОГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ ЮГО-ВОСТОКА РУССКОЙ ПЛИТЫ

М.П. Логинова, К.А. Маврин  
Саратовский государственный университет  
e-mail: mp.loginova@mail.ru

Гидрогеологические (гидрогеодинамические) условия имеют важное значение для формирования, сохранения и разрушения залежей и месторождений нефти и газа.

К гидрогеодинамическим критериям нефтегазоносности относятся показатели процессов водообмена, гидрогеологическая «закрытость» недр, величины пьезометрических напоров, скорости движения подземных вод, распределение пьезомаксимумов и пьезоминимумов и др. [1].

По мнению Н.К. Игнатовича [2–3], для формирования углеводородных скоплений наиболее благоприятным является такой гидрогеодинамический режим, который при наличии структур и тектонических нарушений на определенном этапе гидрогеологической истории характеризуется активной циркуляцией вод в условиях хорошей закрытости недр.

В зоне свободного водообмена, как правило, не встречаются промышленные залежи нефти и газа, но широко представлены твердые нефтиды, а иногда и жидкие окисленные нефти. Наиболее крупные скопления нефти и газа связаны с зоной затрудненной циркуляции подземных вод. Чем больше мощность зоны активного водообмена и чем ближе расположена подошва этой зоны к кровле фундамента, тем меньше перспективы нефтегазоносности. Нижние гидрогеодинамические зоны, отличающиеся большими мощностями, затрудненным и застойным гидрогеодинамическим режимом, напротив, являются наиболее благоприятными для сохранения залежей углеводородов. Для них характерны низкие скорости движения подземных вод. Эта закономерность отмечалась для разных территорий А.И. Силиным-Бикчуриным [4], В.Н. Корценштейном [5], Я.А. Ходжакулиевым [6], Г.П. Якобсоном [7], В.Г. Поповым [8] и другими. По мнению В.В. Колодия [9], для нефтегазоносных водонапорных бассейнов платформ скорости движения подземных рассолов составляют  $n \cdot 10^{-1} - n \cdot 10^{-2}$  см/год.

В результате региональных обобщений по вопросам движения подземных вод (Г.П. Якобсона, Ю.М. Качалова, Ф.П. Самсонова [10]; Я.А. Ходжакулиева, М.И. Субботы [11]; В.Г. Попова [8]) сложились основные представления относительно источников создания напора в пластовой системе. Одним из источников напора в бассейне является инфильтрация вод с поверхности. В возникновении другого (элизионного) источника играют роль процессы отжатия вод в пределах прогибающихся частей бассейна в результате уплотнения пород. Решающей причиной движения пластовых вод является перепад напоров (давлений). Он возникает при погружении, сопровождающемся вытеснением межслоевых вод из глинистых толщ в коллекторы под действием геостатической нагрузки, так и в результате повышения напора за счет инфильтрации в областях выходов на поверхность пород водоносных комплексов. Возникшее в том и другом случаях повышенное давление передается всей водонапорной системе комплекса. Это перераспределение напоров и обуславливает движение (фильтрацию) подземных вод по пласту, а также их разгрузку по тектоническим нарушениям, а иногда и через водоупоры [7, 12–13].

Важным гидрогеодинамическим показателем нефтегазоносности недр являются пьезометрические аномалии, которые выражаются в локальных понижениях и повышениях напоров подземных вод (пьезоминимумы и пьезомаксимумы). К пьезоминимумам, связанным с очагами разгрузки подземных вод, часто приурочены области локализации нефти и газа. К настоящему времени роль пьезоминимумов в формировании скоплений УВ и их поисковое значение установлены в ряде нефтегазоносных бассейнов [14–16]. Для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (юго-восток Русской плиты) Кротовой В.А., Кудряковым В.А. [17–18] также показана связь размещения залежей нефти и газа с глубинными гидрогеодинамическими аномалиями.

Различаются три типа разгрузки пластовых вод: открытая (при которой восходящие воды достигают дневной поверхности); разгрузка в зоне свободного водообмена (когда восходящие потоки дренируются глубокими врезами речных долин или образуют купола грунтовых вод); внутренняя (при которой поднимающиеся воды разгружаются в недрах, не достигнув зоны свободного водообмена). Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются зоны внутренней разгрузки подземных вод [1].

Согласно В.А. Кротовой [17, 19], К.Е. Питьевой [20], Г.П. Якобсону [7], основные зоны создания напора и инфильтрационного питания палеозойских комплексов Волго-Уральского артезианского бассейна связаны с системой внутренних положительных тектонических элементов Русской плиты – Воронежской антеклизой, Токмовским и Татарским сводами. Эти важнейшие зоны создания напора в бассейне приурочены к возвышенностям, расположенным в пределах равнины. Падение напоров и изменения в направлении пьезометрических поверхностей девонских и каменноугольных отложений происходят в южном и юго-восточном направлениях, что свидетельствует о движении подземных вод и рассолов на современном этапе в водоносных комплексах палеозоя с севера и запада на юг и восток.

На основе установленных гидрогеодинамических закономерностей можно наметить зоны создания напора и зоны разгрузки основных нефтегазоводоносных комплексов на юго-востоке артезианского бассейна. Здесь, согласно существующим представлениям, основной областью инфильтрационного питания является Татарский свод, характеризующийся повышенными отметками рельефа. Основной областью разгрузки подземных вод являются южные и юго-восточные районы, граничащие с Прикаспийской мегавпадиной. Общий сток идет в направлении мегавпадины. Местными областями разгрузки могут являться зоны тектонических нарушений (Жигулевские, Кинельские и другие дислокации). Скрытые очаги разгрузки в вышележащие горизонты находят отражение в гидрогеодинамических и гидрогеохимических аномалиях. На этих участках может происходить переток рассолов из девонских горизонтов в каменноугольные, а из последних в пермские и т.д.

С формированием и динамикой палеозойских рассолов связано сохранение и разрушение нефтяных и газовых месторождений. Залежи нефти и газа тяготеют больше к восточной и юго-восточной частям Волго-Уральского артезианского бассейна, к районам максимального прогибания. Это свидетельствует о связи нефтегазонакопления, сохранения и размещения залежей углеводородов с седиментогенными водами и элизионными этапами гидрогеологических циклов. Именно на элизионных этапах имели место преимущественно первичная миграция нефти, газа и накопление УВ в залежах. В настоящее же время северная часть изучаемой территории находится на инфильтрационном этапе гидрогеологической истории, для которого характерно

разрушение залежей УВ или их переформирование, о чем свидетельствует газовый состав вод [21].

Таким образом, механизм фильтрационного водообмена в палеозойских продуктивных комплексах юго-восточной части Волго-Уральского бассейна представляется как сочетание вертикальных и горизонтальных потоков, причем, проводящими каналами служат участки, испытавшие активные тектонические подвижки в недалеком геологическом прошлом [22].

В практике гидрогеологических исследований для количественной характеристики движения вод водонапорных комплексов, используются приведенные напоры (давления).

Для характеристики гидрогеодинамических условий подсолевого палеозоя юго-востока артезианского бассейна, оценки степени их «закрытости» и благоприятности для сохранения залежей углеводородов нами рассматривались эйфельско-нижнефранский, визейский и среднекаменноугольно-нижнепермский нефтегазоводоносные комплексы.

При построении схематических карт приведенных напоров эйфельско-нижнефранского и визейского комплексов использовались отметки приведенных напоров, рассчитанные по методике А.И. Силина-Бекчурина относительно плоскости сравнения -2000 м [22]. Выявленные участки максимальных и минимальных приведенных напоров позволяют определить направления потенциального движения подземных вод этих комплексов, а также выделить пьезоминимумы и пьезомаксимумы.

Гидрогеодинамический режим эйфельско-нижнефранского комплекса отражен на карте приведенных напоров и характеризуется в пределах исследуемой территории общим снижением пьезометрических напоров с северо-востока на запад, юго-запад и юг (рис. 1а). Максимальные значения приведенных напоров (393 м) отмечаются только на небольшом участке юго-восточного окончания Южно-Татарского свода и севере Восточно-Оренбургского поднятия (Ефремовско-Зыковская структура). Центральную часть изучаемой территории занимает зона с умеренными напорами: от 340 до 320 м. Пьезометрическая поверхность в центральной части является относительно сглаженной, гидроизопьезы располагаются параллельно. В районе Жигулевской, Зольненской структур напоры составляют 343–340 м. На западе Бузулукской впадины находится зона относительного пьезометрического максимума – 365 м (Могутовская структура), который заливообразно вытянут в центральную часть впадины. В северном и южном направлениях от зоны повышенных пьезометрических напоров отмечается снижение значений напоров,

в северном направлении характер их изменения более плавный. В северной части Бузулукской впадины (Кирюшкинская структура) выделяется небольшой пьезоминимум (337 м). В южном направлении от зоны пьезомаксимума отмечается более резкое снижение пьезометрических напоров от 350 до 300 м и менее. Минимальные величины напоров (от 280 до 275 м) характерны для южной части Бузулукской впадины (Южно-Первомайская, Западно-Степная структуры) и Восточно-Оренбургского поднятия.

Следовательно, в региональном плане снижение пьезометрических напоров в эйфельско-нижнефранском комплексе происходит с северо-востока на юг и юго-запад. Локальные участки пониженных и повышенных напоров, а также изменения в направлении движения пластовых вод отмечены на севере и северо-западе Бузулукской впадины.

Для гидрогеодинамического режима визейского комплекса, так же как и для эйфельско-нижнефранского, характерно общее снижение пьезометрических напоров с севера и северо-востока на юг и юго-запад. Приведенные напоры визейского комплекса характеризуются более высокими значениями по сравнению с эйфельско-нижнефранским. По мнению М.И. Субботы, Г.П. Якобсона [1, 7], такой гидрогеодинамический режим указывает на возможность преобладающего поступления нижнекаменноугольных вод в девонские отложения (где флюидоупоры отсутствуют, нарушены или уменьшается их мощность), а также на ограниченность поступления вод нижележащего комплекса вверх. Зона повышенных напоров (390–380 м) охватывает южное окончание Южно-Татарского свода. В южном и юго-западном направлениях происходит плавное снижение напоров до 350–340 м. Максимальные пьезометрические напоры (390 м) отмечены на Красноярской структуре, минимальные (342–353 м) – характерны для центральной части и западного окончания Бузулукской впадины (Кулешовская, Бобровская структуры), а также для центральной и южной частей Восточно-Оренбургского валообразного поднятия.

Пьезоминимум, выявленный на севере Бузулукской впадины в эйфельско-нижнефранском комплексе, находит отражение и в визейском. Он проявляется в виде локальной зоны резкого снижения напоров, несколько смещенной на восток по сравнению с эйфельско-нижнефранским. Зона оконтурена изолинией 370 м и имеет субширотное развитие. Пьезометрические напоры в ее пределах снижаются до 306–300 м (Пилюгинская, Тарханская структуры).

В западной части Бузулукской впадины, напротив, отмечается зона повышенных напоров, заливообразно вытянутая и субмеридионально ориентированная. Максимальные напоры здесь достигают 385 м (Никольская структура), т.е. западная зона повышенных пьезометрических напоров, выявленная в эйфельско-нижнефранском комплексе, проявляется и в визейском комплексе, но более ограничена по размерам.

Движение вод комплекса происходит в соответствии с направлением снижения напоров, т.е. с севера-востока на запад и юг. На отдельных локальных участках направление движения вод меняется. Так, в северной части рассматриваемой территории, в зоне сочленения Южно-Татарского свода и северной части Бузулукской впадины движение вод имеет встречное направление, при резком падении напоров. В западной части Бузулукской впадины движение вод имеет разнонаправленный характер: на северо-запад, северо-восток и юго-восток.

Таким образом, направленность, характер движения пластовых вод, местоположение участков относительных пьезомаксимумов и пьезоминимумов в визейском комплексе аналогичны гидрогеодинамическим условиям эйфельско-нижнефранского комплекса, что обусловлено, вероятно, влиянием общих факторов.

Гидрогеодинамическая обстановка среднекаменноугольно-нижнепермского комплекса отличается от вышеописанных (рис. 1б). При построении схематической карты приведенных напоров для изучаемого комплекса использовались пьезометрические напоры подземных вод, рассчитанные по методике В.М. Шестакова относительно плоскости сравнения -574 м. Используемые данные и методика принципиально не меняют представлений о гидрогеодинамической обстановке; эта методика расчета напоров является более удобной при относительно небольших глубинах залегания комплексов [20].

Пьезометрические напоры комплекса меняются от 900 до 550 м. Максимальные значения характерны для северной и центральной частей Восточно-Оренбургского поднятия (Колганская структура – 971 м). Минимальные напоры отмечены на Соль-Илецком выступе, в центральной части Бузулукской впадины, западной части Предуральского прогиба и составляют 573–594 м (Ероховская, Раздольская, Совхозная структуры). Наиболее интенсивно их снижение происходит в пределах Восточно-Оренбургского поднятия, и, в меньшей степени, в Бузулукской впадине.

Пьезоминимум, охваченный гидроизопьезой 650 м, отмечен в пределах южного окончания Южно-Татарского свода и северного борта Бузулукской впадины. Здесь напоры снижаются от 650 до 550 м.

В пределах Восточно-Оренбургского поднятия снижение напоров происходит на юг, юго-восток и юго-запад; в Бузулукской впадине – с северо-запада и северо-востока на юг и юго-запад. На севере впадины в зоне локального пьезоминимума снижение напоров носит обратный характер. По сравнению с вышеописанными комплексами гидрогеодинамический режим среднекаменноугольно-нижнепермского комплекса характеризуется более резкими перепадами напоров на севере и востоке изучаемой территории.

Таким образом, для рассматриваемых продуктивных комплексов характерно общее снижение приведенных напоров с севера и северо-востока на юг и юго-запад. Главной областью инфильтрационного питания водонапорных комплексов исследуемой территории является южная часть Южно-Татарского свода. Инфильтрационное влияние Урала не прослеживается [8]. Гидрогеодинамическое значение Уральских гор для изучаемой территории минимально. Это находит объяснение. Во-первых, отложения девона, карбона и нижней перми на западном склоне Урала, далее на запад, в Предуральском прогибе и на платформе фациально резко различны, а, во-вторых, подземным водам в этом случае необходимо преодолевать глубокую «ванну» Предуральского прогиба [23].

На фоне общей направленности снижения напоров выделяются отдельные пьезоминимумы и пьезомаксимумы, которые характеризуют локальные участки внутрипластовых перетоков. Выявленные участки локального изменения пьезометрических напоров, как, правило, прослеживаются во всех описанных комплексах.

Оценивая роль Прикаспийской мегавпадины в гидрогеодинамическом режиме палеозойских продуктивных комплексов рассматриваемой территории, следует отметить ее как незначительную в связи со сложностью строения северной бортовой зоны мегавпадины, образующей непреодолимый барьер для перетоков воды из одной водонапорной системы в другую. Только на отдельных участках возможно существование такой взаимосвязи [22].

На современном этапе геологического развития нефтегазоводоносные комплексы палеозойских отложений в пределах изучаемой территории образуют самостоятельную

водонапорную систему с доминирующим значением внутренних очагов питания и разгрузки. Встречное движение подземных вод в палеозойских отложениях, направленное от Прикаспийской мегасинеклизы в северном направлении, возможно на крайнем юге Бузулукской впадины и Соль-Илецкого выступа, где повышение пьезометрических напоров может происходить в результате термоэлизионных процессов, обусловленных стремлением флюидов к расширению при их разогреве в наиболее погруженных центральных частях Прикаспийской мегавпадины [24].

В эйфельско-нижнефранском нефтегазоводоносном комплексе приведенные пьезометрические напоры, изменяются по площади его развития от 380 м (в пределах южного окончания Южно-Татарского свода) до 300 м на юге Бузулукской впадины, т.е. перепад напоров не превышает 100 м (см. рис. 1а). Участок, оконтуренный гидроизопьезой 340 м, является участком локальной внутрипластовой разгрузки вод комплекса и может, вероятно, расцениваться как потенциальная зона современной аккумуляции углеводородов. Северо-восточная и северо-западная зоны повышенных приведенных напоров в контуре гидроизопьез, соответственно, 380 и 350 м являются зонами возможного внутрипластового питания комплекса, т.е. эти участки в пределах развития комплекса гидрогеологически раскрыты («гидрогеологические окна»). Это обстоятельство находит свое подтверждение и в качественных характеристиках нефтяных залежей, выявленных в пределах обозначенных участков. Нефти характеризуются повышенной удельной плотностью (месторождения: Яблонево-Овраг, Чубовское, Красноярское, Султангулово-Заглядинское, Демское и др.).

В целом же комплекс территориально тяготеет к зоне весьма затрудненного водообмена пластовых вод, характеризуется незначительным перепадом приведенных пьезометрических напоров, что создает благоприятные гидрогеодинамические условия для сохранения залежей углеводородов.

В визейском нефтегазоводоносном комплексе приведенные пьезометрические напоры изменяются от 390 до 340 м, т.е. их перепад не превышает 50 м. Так как по всей его площади отсутствуют разрывы в сплошности флюидоупора, значения приведенных напоров данного комплекса больше по сравнению с нижележащим. Характер изменения напоров имеет ту же направленность, что и в нижележащем комплексе. Локальный пьезоминимум, охватывающий южную часть Южно-Татарского свода и северную зону Бузулукской впадины, свидетельствуют о локальной внутренней разгрузке вод комплекса,



что является благоприятным гидрогеодинамическим фактором возможного нефтегазонакопления. Пьезомаксимум на западе Бузулукской впадины, выявленный в нижележащем комплексе, находит отражение и в визейском комплексе и свидетельствует об аналогичных гидрогеодинамических условиях на этом участке изучаемой территории. Зоны повышенных напоров на Южно-Татарском своде, на западе и в центральной части Бузулукской впадины, так же как и в эйфельско-нижнефранском комплексе, являются зонами внутрипластовых перетоков и, напротив, могут обуславливать окисление углеводородов, что также согласуется с физико-химическими свойствами залежей нефти, выявленных на указанных участках. Нефти выявленных залежей в пределах областей внутрипластового питания характеризуются повышенным удельным весом (Байтуганское, Султангулово-Заглядинское, Боровское и другие месторождения).

По гидрогеодинамическим показателям комплекс на большей части исследуемой территории находится также в условиях затрудненного водообмена. Средние скорости движения не превышают 20–30 см/год [21]. Эти обстоятельства являются благоприятными факторами для выявления залежей углеводородов в данном комплексе.

Среднекаменноугольно-нижнепермский нефтегазоводонасыщенный комплекс отличается от нижележащих более активным гидрогеодинамическим режимом. Снижение напоров подземного потока идет в южном, юго-западном и юго-восточном направлениях, диапазон изменения напоров существенно возрастает и составляет 350 м (см. рис. 1б). Гидрогеодинамическая схема комплекса согласуется с гидрогеологической зональностью, выявленной в целом для юго-востока Русской плиты. Зона гипергенеза захватывает пермские горизонты выше кунгурской соленосной толщи, частично нижнепермские и верхнекаменноугольные пласты, а также развита на участках, где отсутствуют соленосные отложения (южное окончание Южно-Татарского свода, северо-западная часть Бузулукской впадины), что не способствует сохранению здесь залежей УВ.

В целом гидрогеодинамические условия эйфельско-нижнефранского и визейского комплексов являются благоприятными для сохранения залежей углеводородов. Среднекаменноугольно-нижнепермский комплекс характеризуется менее благоприятными гидрогеодинамическими условиями, особенно на участках отсутствия соленосных толщ кунгурского и казанского возраста (либо незначительных их мощностей). Такими участками в пределах изучаемой территории являются также южное окончание Южно-Татарского свода, северная и западные части Бузулукской впадины. На отдельных

участках («гидрогеологические окна») на юге Южно-Татарского свода, на западе Бузулукской впадины во всех изучаемых комплексах отмечается взаимосвязь повышенных пьезометрических напоров с повышенной плотностью нефтей. Участки возможных перетоков пластовых вод из одного комплекса в другой, связанные с превышением пьезометрических напоров в вышележащем комплексе над нижележащим, необходимо учитывать при решении практических вопросов, в частности, при технологической проводке скважин, качественном цементировании их стволов.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопроисходящая гидрогеология. М.: Недра, 1982. 216 с.
2. Игнатович Н.К. О региональных гидрогеологических закономерностях в связи с оценкой условий нефтеносности // Сов.геология. 1945. № 6. С. 69–72.
3. Игнатович Н.К. Гидрогеология Русской платформы. М.-Л.: Госгеолиздат, 1948. 334 с.
4. Силин-Бекчурин А.И. Динамика подземных вод. М.: Изд-во Моск.ун-та, 1958. 258 с.
5. Корценштейн В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М.: Недра, 1976. 309 с.
6. Ходжакулиев Я.А. Основные черты современной региональной гидрогеологии нефтегазоносных районов Запада Средней Азии. М.: Изд-во Моск.ун-та, 1966. 126 с.
7. Якобсон Г.П. Палеогидрогеологические и современные гидрогеологические закономерности формирования и размещения нефтегазовых месторождений. М.: Недра, 1973. 268 с.
8. Попов В.Г. Гидрогеохимия и гидрогеодинамика Предуралья. М.: Наука, 1985. 277 с.
9. Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти (на примере юга СССР). Киев: Наукова думка, 1983. 248 с.
10. Якобсон Г.П., Качалов Ю.М., Самсонов Ф.П. Перспективы нефтегазоносности центральной части Каракумского бассейна по гидрогеологическим критериям // Нефтегазовая геология и геофизика. 1968. С. 12–15.

11. *Ходжакулиев Я.А., Суббота М.И.* Природные водонапорные системы бассейнов артезианского типа. // Методика палеогидрогеологических исследований. Ашхабад: Статистика, 1970. С. 128–133.
12. *Кудряков В.А.* Гидрогеологические факторы, влияющие на формирование нефтяных и газовых месторождений. // Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Обзор. М.: ВИЭМС, 1974. Сер.V. 45 с.
13. *Постнова Е.В., Тальнова Л.Д., Удачина М.А.* Гидрогеологические условия нефтегазонакопления в палеозойских отложениях Жигулевско-Пугачевского свода и юго-западной части Бузулукской впадины // Геология нефти и газа. 1997. № 4. С. 26–31.
14. *Кротова В.А.* Роль зон разгрузки подземных вод в формировании углеводородных скоплений и их нефтепоисковое значение. // Сов. геология. 1966. № 3. С. 97–105.
15. *Карцев А.А.* Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1972. 280 с.
16. *Ходжакулиев Я.А.* Гидрогеологические закономерности формирования и размещения скоплений газа и нефти. М.: Недра, 1976. 336 с.
17. *Кротова В.А.* Гидрогеологические факторы в формировании нефтяных месторождений (на примере Предуралья) // Тр. ВНИГРИ. Л., 1962. Вып. 191. 329 с.
18. *Кудряков В.А.* Нефтегазонакопление в геогидродинамических системах. Ташкент: Фан, 1985. 143 с.
19. *Кротова В.А.* Роль гидрогеологических факторов в образовании, сохранении и разрушении нефтяных залежей // Тр. ВНИГРИ. Л., 1957. Вып. 103. 128 с.
20. *Питьева К.Е.* Подземные воды палеозоя Северного Прикаспия. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1971. 356 с.
21. *Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М.* Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1986. 224 с.
22. *Барс Е.А., Зайдельсон М.И.* Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области. М.: Недра, 1973. 280 с.
23. *Маврин К.А.* Тектоника, палеогидрогеология и полезные ископаемые палеозоя Южного Предуралья. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1988. 219 с.
24. *Маврин К.А.* Палеогидрогеологический метод в нефтегазовой геологии. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1999. 48 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

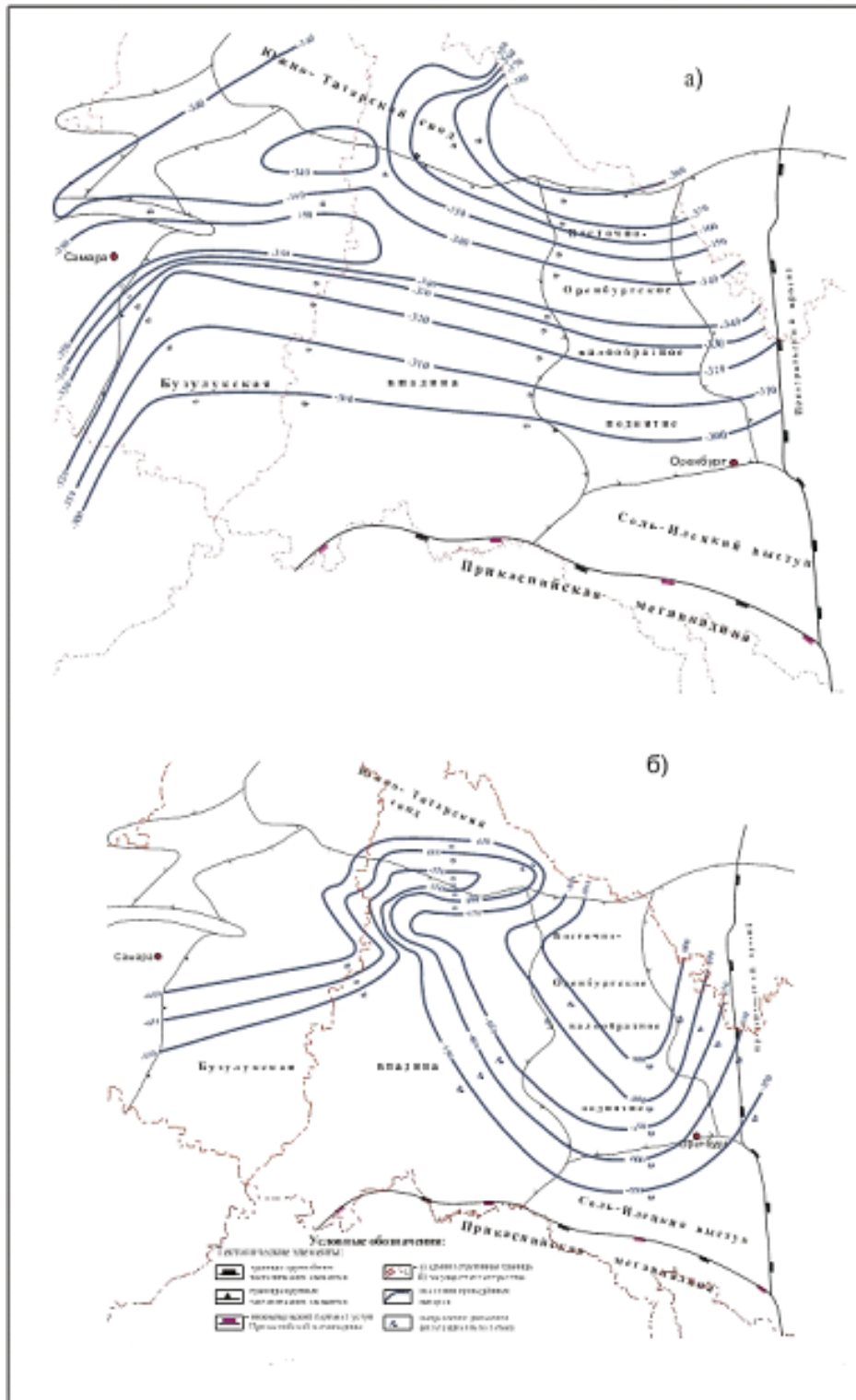


Рис. 1. Схематические карты приведенных напоров:  
 а) эйфельско-нижнефранского комплекса;  
 б) среднекаменноугольно-нижнепермского комплекса