



УДК 550.8.052

## Гидрогеодинамический режим артезианских бассейнов и связь с нефтеносностью отложений

А. Т. Колотухин, М. П. Логинова

Колотухин Анатолий Трофимович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, mp.loginova@mail.ru

Логинова Марина Павловна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, mp.loginova@mail.ru

Гидрогеодинамические исследования нефтегазоводоносных комплексов известных провинций позволяют прогнозировать зоны гидрогеологической раскрытости недр и физические свойства нефтей ожидаемых залежей.

**Ключевые слова:** гидрогеодинамические условия, нефтегазоводоносные комплексы, сохранность залежей, плотность нефти.

### Hydrogeodynamic Mode of Artesian Pools and Connection with Oil Content in Sediments

А. Т. Kolotukhin, М. P. Loginova

Anatoly T. Kolotukhin, <https://orcid.org/0000-0001-9247-864X>, Saratov State University, 83 Astrakhanskaya St., Saratov 410012, Russia, mp.loginova@mail.ru

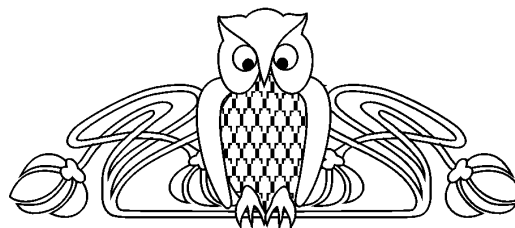
Marina P. Loginova, <https://orcid.org/0000-0003-2044-8040>, Saratov State University, 83 Astrakhanskaya St., Saratov 410012, Russia, mp.loginova@mail.ru

Hydrogeodynamic research of oil-gas-and-water complexes of well-known provinces allow to forecast the zones of hydrogeological opening of bowels of the earth and physical properties of oils of the expected beds.

**Key words:** hydrogeodynamic conditions, oil-gas-and-water complexes, safety of beds, density of oil.

DOI: <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2019-19-3-191-195>

Гидрогеологические (артезианские) бассейны могут содержать в своих недрах залежи нефти и газа. В этом случае их можно отождествлять с нефтегазоносными бассейнами, а комплексы отложений с залежами углеводородов являются нефтегазоводоносными комплексами, т. е. представляют собой единые гидродинамические системы. Гидрогеологические (гидрогеодинамические) условия могут приобретать основное значение в процессах аккумуляции нефти и газа, при разрушении и сохранении залежей, а также при прогнозе физических свойств (плотности) нефтей с целью планирования технологических процессов разработки и переработки.



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

По мнению Н. К. Игнатовича [2], 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 промышленные залежи нефти и газа (в традиционном виде), как правило, не встречаются, но широко представлены твердые нафтиды, битуминозные пески (месторождение Атабаска – Западно-Канадский бассейн; Оринокский пояс тяжелых нефтей – Оринокский бассейн), высоковязкие и сверхтяжелые нефти (Ярегское, Усинское и другие месторождения Тимано-Печорской провинции; Альшачинское, Мордово-Кармальское и другие месторождения Татарии), жидкие окисленные нефти высокой плотности.

Наиболее крупные скопления нефти и газа связаны с зоной затрудненной циркуляции подземных вод, расположенной ниже зоны свободного водообмена. Именно нижние гидрогеодинамические зоны, отличающиеся большой мощностью вмещающих и перекрывающих отложений, низкой скоростью движения, затрудненным и застойным гидрогеодинамическим режимом, являются благоприятными для сохранения залежей углеводородов. Эта закономерность отмечалась для разных территорий А. И. Силиным-Бикчуриным [3], В. Н. Корценштейном [4], Я. А. Ходжакулиевым [5], Г. П. Якобсоном [6], В. Г. Поповым [7] и другими авторами.

Движение вод в нижних гидродинамических зонах характеризуется малой скоростью. По мнению В. В. Колодия [8], для платформенных водонапорных (нефтегазоносных) бассейнов скорость движения подземных рассолов составляет  $n \times 10^{-1} - n \times 10^{-2}$  см/год. Скорость движения рассолов в девонских горизонтах центральной части Волго-Уральского бассейна по расчетам В. В. Ягодина [9] составляет около 10 см/год. Близкие значения (0,01–0,1 м/год) получены и другими авторами.



В результате региональных обобщений по вопросам движения подземных вод [5–7, 10] 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 как при погружении глинистых толщ, сопровождающемся вытеснением межслоевых вод в коллекторы под действием геостатической нагрузки, так и в результате повышения напора за счет инфильтрации в области выхода на поверхность пород водоносных комплексов. Отличающееся в том и другом случае повышенное давление передается всей водонапорной системе комплекса. Это перераспределение напоров обуславливает движение (фильтрацию) подземных вод по пласту, их разгрузку по тектоническим нарушениям, а иногда и через водоупоры [5, 11].

Важным гидрогеодинамическим показателем нефтегазоносности недр являются пьезометрические аномалии, которые выражаются в локальном понижении и повышении напора подземных вод (пьезоминимумах и пьезомаксимумах). К пьезоминимумам, связанным с очагами разгрузки подземных вод, часто приурочены зоны нефтегазонакопления. К настоящему времени роль пьезоминимумов в формировании скоплений УВ и их поисковое значение установлены в ряде нефтегазоносных бассейнов (провинций). Для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции В. А. Кудряковым [11], В. А. Кротовой [12] также показана связь размещения залежей нефти и газа с глубинными гидрогеодинамическими аномалиями.

С формированием и динамикой палеозойских расолов Волго-Уральского артезианского бассейна связано сохранение и разрушение нефтяных и газовых месторождений. Залежи нефти и газа тяготеют к районам максимального прогиба, которое происходило на протяжении тектонического развития. 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 углеводородов в залежах.

На участках «гидрогеологических окон» или близкого залегания нефтегазоводоносных горизонтов к дневной поверхности отмечается качественное изменение свойств нефтей, обусловленное активным влиянием инфильтрационных вод.

Связь современного гидрогеодинамического режима с особенностями нефтегазоносности основных нефтегазоносных комплексов палеозоя

наглядно прослеживается на примере Волго-Уральского артезианского бассейна.

Волго-Уральский артезианский бассейн в основном территориально совпадает с Волго-Уральской нефтегазоносной провинцией. Мощность осадочного чехла изменяется от 1–1,5 км на сводах до 3–6 км в прогибах и впадинах.

С целью оценки степени «закрытости» палеозойских отложений юго-востока Волго-Уральского артезианского бассейна и их благоприятности для сохранения залежей углеводородов исследовались эйфельско-нижнефранский и среднекаменноугольно-нижнепермский нефтегазоводоносные комплексы.

При построении схематической карты приведенных напоров эйфельско-нижнефранского комплекса использовались отметки, рассчитанные по методике А. И. Силина-Бекчурина относительно плоскости сравнения –2000 м [13]. Выявленные участки максимальных и минимальных приведенных напоров позволяют определить направление потенциального движения подземных вод, а также выделить пьезоминимумы и пьезомаксимумы.

Гидрогеодинамический режим эйфельско-нижнефранского нефтегазоводоносного комплекса характеризуется общим снижением пьезометрических напоров с северо-востока на запад, юго-запад и юг (рисунок, а). Максимальное значение приведенных напоров (393 м) отмечается только на небольшом участке юго-восточного окончания Южно-Татарского свода (участок Ефремовско-Зыковского месторождения). Центральную часть изучаемой территории занимает зона с умеренными напорами – от 340 до 320 м. Пьезометрическая поверхность в центральной части является относительно сглаженной, гидроизопезы располагаются параллельно. В районе Жигулевского, Зольненского месторождений (северо-западная часть территории) напоры составляют 343–340 м. На западе Бузулукской впадины отмечается зона относительного пьезометрического максимума, который заливообразно вытянут в центральную часть впадины (в районе Могутовского месторождения – 365 м). В северном и южном направлениях от зоны повышенных пьезометрических напоров отмечается снижение значений напоров, в северном направлении характер изменения более плавный. В северной части Бузулукской впадины (район Кирюшкинского месторождения) выделяется небольшой пьезоминимум (337 м). В южном направлении от зоны пьезомаксимума отмечается более резкое снижение пьезометрических напоров – от 350 м до 300 м и менее. Минимальные напоры (280–275 м) характерны для центральной части Бузулукской впадины (район Южно-Первомайского, Западно-Степного месторождений) и Восточно-Оренбургского валообразного поднятия.

В эйфельско-нижнефранском комплексе по площади его развития перепад напоров не превышает 100 м (рисунок, а). Участок, оконтур-



ренный гидроизопьезой 340 м, является участком локальной внутрислоистой 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 м и 350 м, – зоны возможного внутрислоистого питания комплекса, т. е. эти участки являются гидрогеологически раскрытыми (гидрогеологические окна). Это находит подтверждение и в качественных характеристиках выявленных залежей. Нефти характеризуются как тяжелые с удельной плотностью  $\rho = 0,876–0,88$  г/см<sup>3</sup> и более (месторождения Яблоневый Овраг, Чубовское, Красноярское, Султангулово-Заглядинское, Демское и др.).

В целом же комплекс характеризуется весьма затрудненным водообменом, незначительным перепадом приведенных пьезометрических напоров. Открытые очаги разгрузки для девонских водоносных комплексов в пределах Волго-Уральского бассейна не известны. Приведенные данные характеризуют гидрогеодинамические условия комплекса как благоприятные для сохранения залежей углеводородов.

При построении схематической карты для среднекаменноугольно-нижнепермского комплекса использовались пьезометрические напоры, рассчитанные по методике В. М. Шестакова на плоскость сравнения – 574 м [14].

Пьезометрические напоры комплекса меняются от 900 до 550 м (рисунок, б). Максимальные значения напоров характерны для северной и центральной частей Восточно-Оренбургского валообразного поднятия (в районе Колганского месторождения – 971 м). Минимальные напоры отмечены на Соль-Илецком выступе, в центральной части Бузулукской впадины, в западной части Предуральского прогиба и составляют 573–594 м (Ероховское и Раздольское месторождения). Перепад напоров по площади развития комплекса составляет 350 м. Наиболее интенсивное их снижение отмечается в пределах Восточно-Оренбургского валообразного поднятия и в меньшей степени в Бузулукской впадине.

Пьезо минимум, оконтуренный 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 валообразного поднятия снижение напоров происходит к югу, юго-востоку и юго-западу, в Бузулукской впадине – с северо-запада и северо-востока к югу и юго-западу. На севере впадины в зоне локального пьезо минимума снижение напоров носит обратный характер.

Среднекаменноугольно-нижнепермский нефтегазоводоносный комплекс отличается от вышеописанного более активным гидрогеодина-

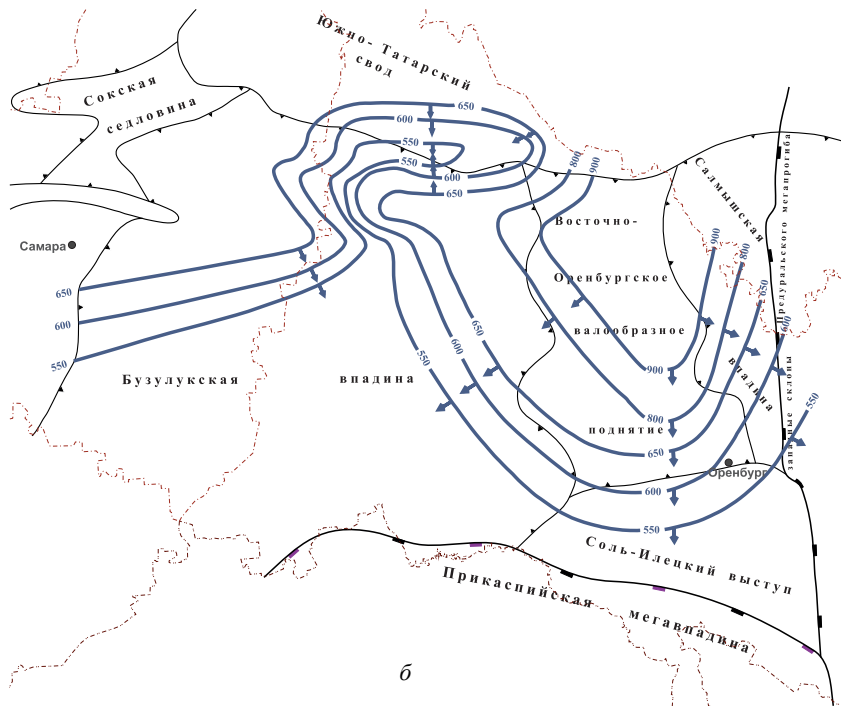
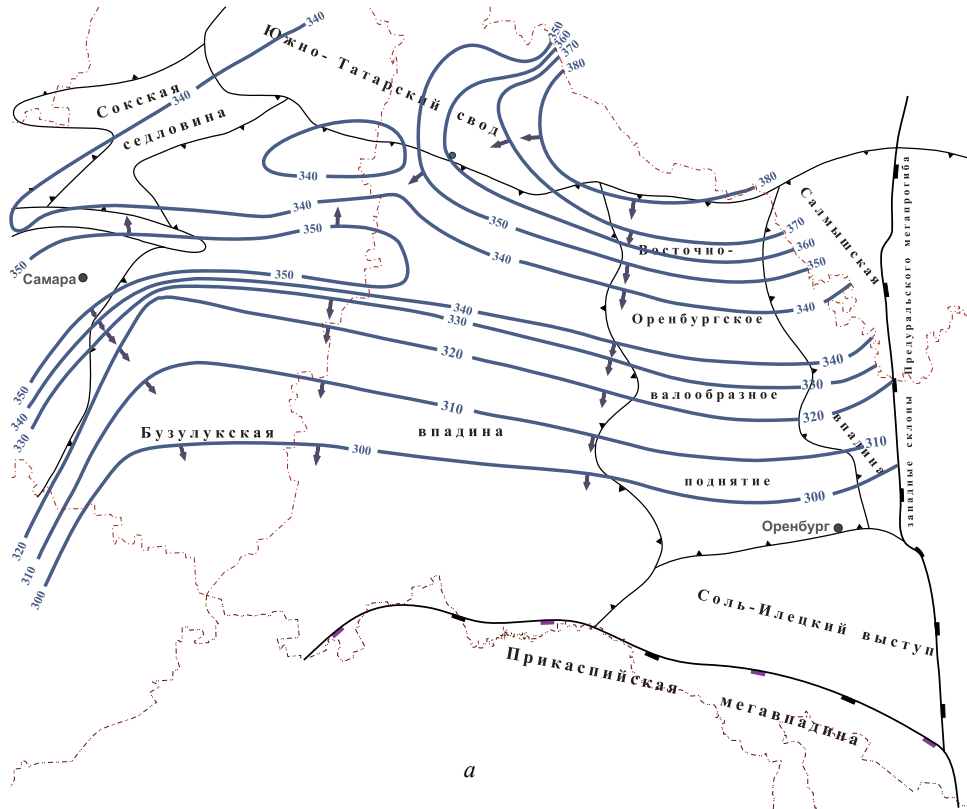
мическим режимом. Снижение напоров подземного потока имеет южную, юго-западную и юго-восточную направленность, диапазон изменения напоров существенно растет и составляет 350 м (см. рисунок, б).

Гидрогеодинамическая схема среднекаменноугольно-нижнепермского комплекса согласуется с гидрогеологической зональностью, выявленной в целом для Волго-Уральской антеклизы. Зона гипергенеза захватывает пермские горизонты выше кунгурской сульфатно-галогенной толщи, частично нижнепермские и верхнекаменноугольные пласты, а также развита на участках, где мощность этой толщи сокращается (южное окончание Южно-Татарского свода, северо-западная часть Бузулукской впадины), что влияет на качественные характеристики углеводородных флюидов.

Таким образом, для исследуемых комплексов характерно общее снижение приведенных напоров с севера – северо-востока на юг и юго-запад. Главной областью инфильтрационного питания исследуемой территории является Южно-Татарский свод. Инфильтрационное влияние Урала не прослеживается. На фоне общей направленности снижения напоров выделяются отдельные пьезо минимумы и пьезо максимумы, которые являются локальными участками внутрислоистых перетоков. (Скрытые очаги разгрузки палеозойских водоносных комплексов развиты по всей площади Волго-Уральского бассейна.)

Гидрогеодинамические условия эйфельско-нижнефранского комплекса являются в целом благоприятными для сохранения залежей углеводородов, за исключением северо-восточной части и узкой полосы на западе изучаемой территории. Среднекаменноугольно-нижнепермский комплекс характеризуется менее благоприятными гидрогеодинамическими условиями, особенно на участках, где отсутствуют гидрогеологические толщи кунгурского и казанского возраста либо отмечается их незначительная мощность. На отдельных участках (гидрогеологические окна) на юге Южно-Татарского свода, на западе Бузулукской впадины отмечается взаимосвязь повышенных пьезометрических напоров и ухудшения качественных характеристик нефтей (плотность, вязкость и др.).

Прогноз физических свойств УВ (в частности, плотности, вязкости нефтей) в современных условиях поиска и освоения месторождений нефти необходим не только для расчета технологических процессов, но и для экономического планирования, поскольку плотность нефти – одна из основных ее качественных характеристик. Разработка и переработка тяжелых нефтей, содержащих значительную долю смолисто-асфальтеновых примесей, является ресурсно-затратной, но при этом стоимость тяжелых сортов нефтей существенно ниже легких. Представленные гидрогеодинамические схемы (см. рисунок) позволяют



**Условные обозначения:**

- |   |   |
|---|---|
| - границы крупнейших тектонических элементов            | - а) административная граница                 |
| - границы крупных тектонических элементов               | - б) государственная граница                  |
| - нижепермский бортовой уступ Прикаспийской мегавпадины | - изолинии приведённых напоров                |
|   | - направление движения фильтрационного потока |

Схематические карты приведённых напоров: а – эйфельско-нижнефранского комплекса; б – среднекаменноугольно-нижепермского комплекса



прогнозировать не только гидрогеологические условия нахождения залежей, но и качественные характеристики нефтей при проведении поисково-разведочных работ в нефтегазоносных провинциях.

#### Библиографический список

1. Зорькин Л. М., Суббота М. И., Стадник Е. В. Нефтегазопроисковая гидрогеология. М. : Недра, 1982. 216 с.
2. Игнатович Н. К. О региональных гидрогеологических закономерностях в связи с оценкой условий нефтеносности // Советская геология. 1945. № 6. С. 69–72.
3. Силин-Бекчурин А. И. Динамика подземных вод. М. : Издательство Московского университета, 1958. 258 с.
4. Корценштейн В. Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М. : Недра, 1976. 309 с.
5. Ходжакулиев Я. А. Основные черты современной региональной гидрогеологии нефтегазоносных районов Запада Средней Азии. М. : Издательство Московского университета, 1966. 126 с.
6. Якобсон Г. П. Палеогидрогеологические и современные гидрогеологические закономерности формирования и размещения нефтегазовых месторождений. М. : Недра, 1973. 268 с.
7. Попов В. Г. Гидрогеохимия и гидрогеодинамика Предуралья. М. : Наука, 1985. 277 с.
8. 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.
9. Ягодин В. В. Возможность выявления гидродинамических ловушек нефти и газа в южной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. 1980. № 4. С. 47–50.
10. Роговская Н. В., Соколовский Л. Г. О некоторых гидродинамических закономерностях мезозойских отложений центральных и западных районов Туранской плиты // Советская геология. 1972. № 8. С. 23–35.
11. Кудряков В. А. Гидрогеологические факторы, влияющие на формирование нефтяных и газовых месторождений // Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М. : ВИЭМС, 1974. 45 с.
12. Кротова В. А. Роль зон разгрузки подземных вод в формировании углеводородных скоплений и их нефтепоисковое значение // Советская геология. 1966. № 3. С. 97–105.
13. Барс Е. А., Зайдельсон М. И. Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области. М. : Недра, 1973. 280 с.
14. Путьева К. Е. Подземные воды палеозоя Северного Прикаспия. М. : Издательство Московского университета, 1971. 356 с.

#### Образец для цитирования:

Колотухин А. Т., Логинова М. П. Гидрогеодинамический режим артезианских бассейнов и связь с нефтеносностью отложений // Изв. Саратов. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2019. Т. 19, вып. 3. С. 191–195. DOI: <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2019-19-3-191-195>

#### Cite this article as:

Kolotukhin A. T., Loginova M. P. Hydrogeodynamic Mode of Artesian Pools and Connection with Containing Oil of Sedimentations. *Izv. Saratov Univ. (N. S.), Ser. Earth Sciences*, 2019, vol. 19, iss. 3, pp. 191–195 (in Russian). DOI: <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2019-19-3-191-195>