

13. Седиментационные модели подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины /под ред. А.К. Замарёнова. – М.: Недра, 1986.

14. Стратиграфия и региональная корреляция подсолевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины /под ред. А.К. Замарёнова. – М.: Недра, 1989.

УДК 532.5 : 553.98 (470.4/.5)

## **ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ПОДСОЛЕВЫХ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ОКРАИНЕ СЕВЕРО-КАСПИЙСКОГО АРТЕЗИАНСКОГО БАСЕЙНА**

© 2010 г. М.П. Логинова<sup>1</sup>, Н.В. Клычев<sup>2</sup>, В.В. Гонтарев<sup>2</sup>

1 – Саратовский госуниверситет

2 – ФГУП "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

Изучение динамики подземных вод водонапорных комплексов – одна из важных и сложных задач нефтяной гидрогеологии. Региональные изменения химического и газового состава подземных вод, пространственное размещение залежей углеводородов (УВ), условия их формирования и переформирования во многом определяются гидродинамическими процессами, их интенсивностью и направленностью проявления [1-6, 8-11].

В настоящее время основными региональными гидродинамическими критериями условий благоприятных для накопления и сохранения залежей УВ являются:

преимущественно элизионный гидродинамический режим в исследуемых комплексах,

небольшая глубина проникновения в бассейн инфильтрационных вод,

небольшие напорные градиенты,

наличие гидродинамических ловушек и барьеров.

Оцениваются региональные гидродинамические условия нефтегазонакопления по результатам анализа гидродинамических карт водонапорных нефтегазоносных комплексов, которые построены по методикам М.К. Хабберга [11], Э.Ч. Дальберга [4] и А.И. Силина-Бекчурина [9].

Авторы статьи при построении гидродинамических карт использовали методику определения напоров в скважинах относительно плоскости сравнения А.И. Силина-Бекчурина, предусматривающую постоянство удельной плотности пластовой воды в горизонтальном направлении, что в природных условиях не выполнимо. Поэтому результаты расчетов проверялись по методике А.Е. Гуревича [3], при этом не выявлено отклонений, превышающих допустимые пределы, чем подтверждается правомерность использования рассчитанных параметров при характеристике гидродинамики исследованных комплексов.

Плоскости сравнения при расчетах определялись как средневзвешенные по площади абсолютные отметки замеров пластовых давлений в каждом комплексе. Удельная плотность воды для плоскости сравнения снималась с графика изменения удельных плотностей с глубиной в рассматриваемом комплексе.

В тектоническом плане территория исследований находится в зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы, Прикаспийской мегавпадины и Предуральского мегапрогиба. В гидрогеологическом плане она располагается на северо-востоке Северо-Каспийского артезианского нефтегазоносного бас-

сейна [1, 3]. Основными областями инфильтрационного питания, определяющими границы бассейна, являются крупные приподнятые геоструктуры: на западе – Воронежская антеклиза, на севере – Токмовский, Татарский и Пермско-Башкирский своды, на северо-востоке и востоке – складчатые сооружения Урала и Мугоджар. Однако, по нашему мнению, Урал, несмотря на имеющиеся здесь выходы на земную поверхность проницаемых пород палеозойских отложений, не может быть основной областью питания для данного бассейна. Главное препятствие для движения маломинерализованных инфильтрационных вод – Предуральский прогиб, заполненный рассолами, образующими гидравлический затвор на их пути.

В геологическом разрезе бассейна выделяются два обособленных гидрогеологических этажа: надсолевой (позднепермско-мезозойско-кайнозойский) и подсолевой (палеозойский), разделенные региональной водоупорной соленосной толщей кунгурского яруса.

Наибольшие перспективы нефтегазодности в настоящее время связываются с подсолевым гидрогеологическим этажом, представляющим собой водонапорную систему, в строении которой важное значение имеют региональные водоупоры. В качестве таковых выделяются глинистые отложения муллинского, тиманско-пашийского, тульско-бобриковского, мелекесско-верейского горизонтов и соленосная кунгурская толща.

По современным представлениям гидродинамика палеозойского гидрогеологического этажа Северо-Каспийского артезианского бассейна характеризуется существованием двух гидродинамических режимов: инфильтрационного и элизионного [7, 8].

Источниками формирования напорных инфильтрационных генезиса являются основные области питания подземных вод, приуроченные к выходам на земную поверхность водопроницаемых пород на приподнятых тектонических элементах, расположенных по периферии бассейна, от которых потоки пластовых вод под действием гра-

витационных сил движутся в сторону Прикаспийской мегавпадины.

Второй мощный источник формирования пластовых давлений – погруженные области Прикаспийской мегавпадины, где седиментогенные воды под действием гидростатических нагрузок, сжимающих скелеты пород и уменьшающих их поровые пространства, отжимаются в направлении к периферии бассейна, обеспечивая тем самым элизионные потоки, противонаправленные инфильтрационным. На стыке потоков создается подвижное равновесие, контролирующее современную границу миграции УВ из Прикаспийской мегавпадины.

Для характеристики гидродинамических условий подсолевого гидрогеологического этажа на северо-восточной окраине бассейна нами были выбраны самый нижний – эйфельско-франский, и самый верхний – среднекаменноугольно-нижнепермский, нефтегазоносные комплексы.

Эйфельско-франский водонапорный нефтегазоносный комплекс на рассматриваемой территории имеет значения глубин от 1800 до 5500 м и более при общем региональном южном направлении наклона пород. Верхними региональными водоупорами для него служат плотные глинистые отложения тиманского и муллинского горизонтов. Водоносные отложения представлены терригенными и карбонатными породами с разнообразными фильтрационными свойствами. Пластовые воды имеют удельные плотности от 1,16 до 1,185 г/см<sup>3</sup> и представляют собой хлоридно-кальциевые (по В.А. Сулину) [10] рассолы с минерализацией 227-293 г/л.

По карте гидродинамики комплекса (А), рассчитанной на плоскость сравнения с абсолютной отметкой минус 2000 м, можно определить основные направления потенциального движения подземных вод и гидродинамические аномалии (пьезоминимумы и пьезомаксимумы). На ней видно, что гидрогеодинамический режим эйфельско-нижнефранского комплекса характеризуется об-

щим снижением пьезометрических напоров с северо-востока на запад, юго-запад и юг. Максимальные значения приведенных напоров (более 380 м) отмечаются 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 повышенных напоров – 350-365 м (Могутовская структура), которая заливообразно вытянута в центральную часть впадины. В северном и южном направлениях от зоны повышенных пьезометрических напоров отмечается их снижение в северном и южном направлениях. 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 напоры от 280 до 275 м характерны для южной части Бузулукской впадины (Южно-Первомайская, Западно-Степная структуры) и Восточно-Оренбургского поднятия.

В целом перепад напоров на рассматриваемой территории не превышает 100 м (карта, А). На севере Бузулукской впадины выделяется пьезоминимум овальной формы, оконтуренный гидроизопьезой 340 м, являющийся участком локальной внутрипластовой разгрузки подземных вод комплекса. Этот пьезоминимум – потенциальная зона современной аккумуляции УВ. Северо-восточная и северо-западная зоны повышенных напоров в контуре гидроизопьез соответственно 380 и 350 м, возможно, являются участками локального внутрипластового питания комплекса, здесь он залегает на небольших гип-

сометрических отметках и имеет гидрогеологические "окна" в покрышках. Это ухудшает степень гидрогеологической закрытости недр, что отражается в окислении и утяжелении нефтей расположенных месторождений. Удельные плотности нефтей обычно составляют 0,88 г/см<sup>3</sup> и более (месторождения: Яблоневый Овраг, Чубовское, Красноярское, Султангулово-Заглядинское, Демское и др.).

В целом эйфельско-нижнефранский комплекс на рассматриваемой территории характеризуется неактивным инфильтрационным гидродинамическим режимом с пологими гидравлическими уклонами потоков, поэтому данную территорию можно оценить как благоприятную для сохранения скоплений УВ.

Отсутствие данных по элизионным потокам объясняется недостатком фактического материала по территории Прикаспийской мегавпадины. Судя по результатам единичных испытаний глубоких скважин на этой территории, пластовые воды данного комплекса имеют аномально высокие пластовые давления, что отражает их элизионный генезис.

Среднекаменноугольно-нижнепермский водонапорный нефтегазоносный комплекс на рассматриваемой территории перекрывается региональной соленосной кунгурской покрышкой, сложен карбонатными отложениями московского яруса среднего карбона, верхнекаменноугольными и ассельско-сакмарско-артинско-филипповскими отложениями нижней перми. Коллекторские свойства пород не выдержаны по площади и разрезу. Комплекс залегает на глубинах от первых сотен до 1500 м и более при общем южном наклоне пород. Для подземных вод комплекса характерно разнообразие удельных плотностей и химического состава.

При относительно неглубоком залегании водоносных пород развиты солоноватые и соленые воды. На глубинах свыше 1000 м распространены хлоридно-кальциевые рассолы с минерализацией более 100 г/л.

При построении гидродинамической карты данного комплекса использовались пьезометрические напоры в скважинах, рассчитанные на плоскость сравнения с абсолютной отметкой минус 574 м. На карте (Б), как и в предыдущем случае, видно, что уменьшение напоров от 900 до 550 м происходит в южном направлении. Максимальные их значения характерны для северной и центральной частей Восточно-Оренбургского поднятия (Колганская структура – 971 м), минимальные отмечены на Соль-Илецком выступе, в центральной части Бузулукской впадины, западной части Предуральского прогиба и составляют 573-594 м (Ероховская, Раздольская, Совхозная структуры). Перепад напоров в этом комплексе существенно выше, чем в предыдущем, и это следствие более активного инфильтрационного гидродинамического режима в верхней части разреза подсолевого гидрогеологического этажа. Активная инфильтрационная гидродинамика является показателем недостаточной гидрогеологической закрытости недр данной территории, выражающейся в ухудшении условий для сохранения залежей УВ. Этот вывод согласуется с гидрогеологической зональностью исследуемой территории [2, 8].

Зона гипергенеза захватывает здесь пермские горизонты выше кунгурской соленосной толщи, частично нижнепермские и верхнекаменноугольные пласты. Наиболее развита она на участках отсутствия соленосной покрывки (южное окончание Южно-Татарского свода, северо-западная часть Бузулукской впадины). Здесь происходит инфильтрационное питание комплекса. "Разгружаются" водные потоки, видимо, южнее изученной территории путем межпластовых перетоков в надсолевые отложения через дизъюнктивные нарушения на соляных куполах.

В пограничной зоне Южно-Татарского свода и Бузулукской впадины отмечается обширный участок снижения гидроизопъез до 550-650 м (пъезоминимум), который яв-

ляется, очевидно, очагом локальной внутрипластовой разгрузки подземных вод комплекса.

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Гидродинамика обоих водонапорных комплексов на рассматриваемой территории определяется инфильтрационным режимом создания напоров подземных вод.

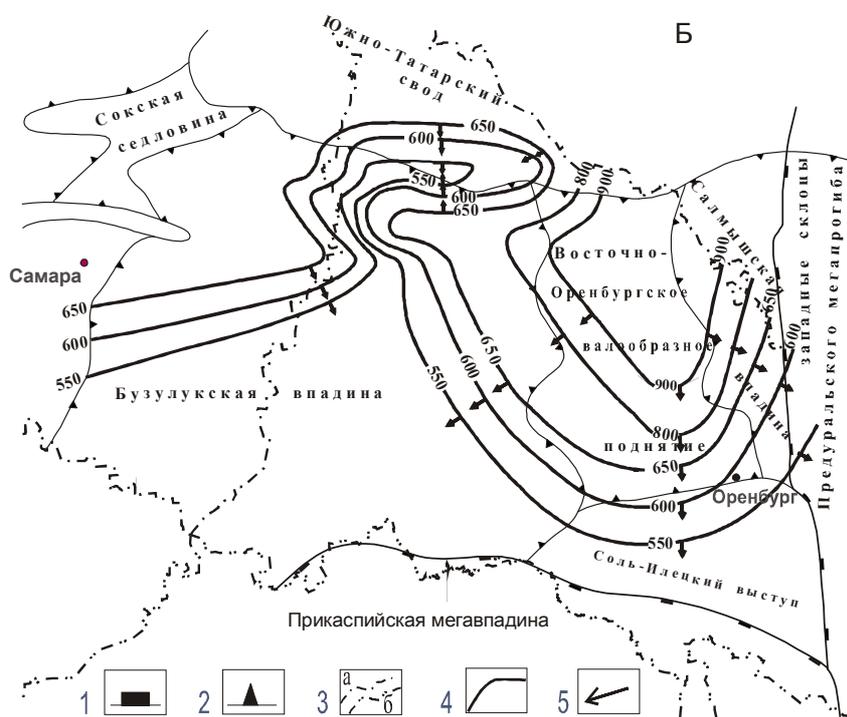
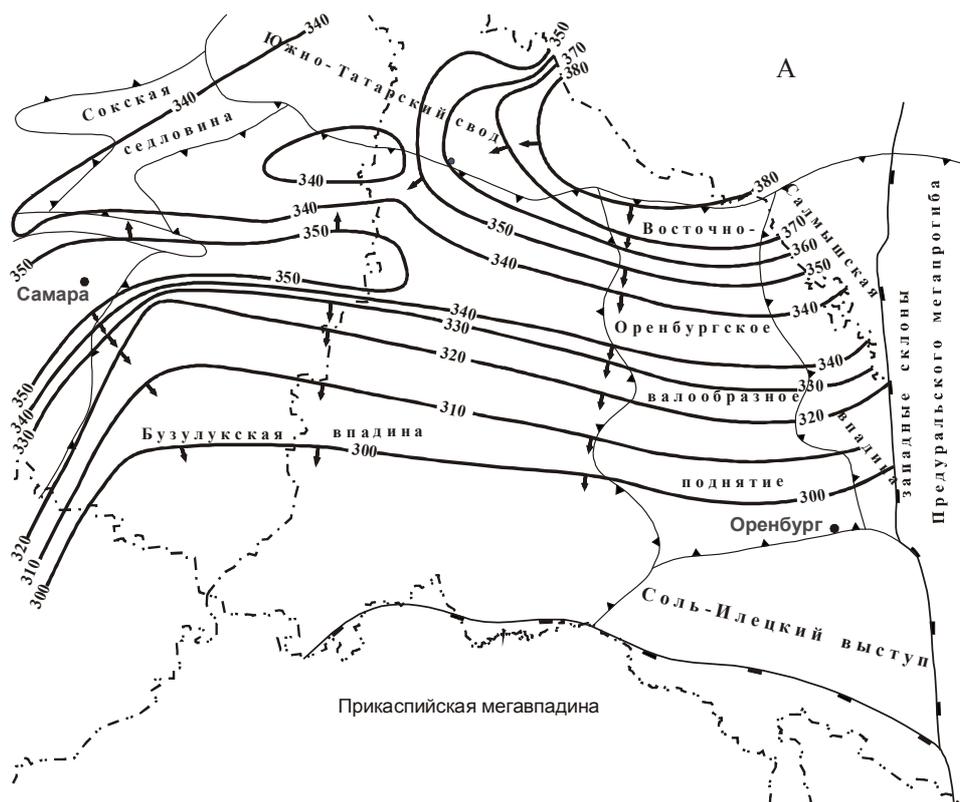
2. Активность гидродинамики уменьшается с глубиной залегания водонапорных комплексов. Гидравлические наклоны потоков в верхнем комплексе втрое выше, чем в нижнем. Это дает основание предположить, что в верхнедевонских и нижнекаменноугольных комплексах гидравлические наклоны потоков имеют промежуточные значения.

3. Гидрогеодинамические условия эйфельско-нижнефранского комплекса в основном благоприятны для сохранения залежей УВ. Среднекаменноугольно-нижнепермский комплекс характеризуется менее благоприятными гидрогеодинамическими условиями для сохранения скоплений УВ. Особенно это касается зон отсутствия соленосных толщ кунгурского и казанского возраста, либо незначительных их мощностей, где происходит инфильтрационное питание вод комплекса. Такими участками являются южное окончание Южно-Татарского свода, северная и западные части Бузулукской впадины.

4. Основная разгрузка водных потоков, видимо, происходит южнее изученной территории путем межпластовых перетоков в верхние комплексы по дизъюнктивным нарушениям или гидравлические "окна", а частичная внутрипластовая – на участках выявленных пьезоминимумов.

Гидродинамические исследования повышают качество прогнозных оценок условий сохранения скоплений УВ региональных объектов и рекомендуются для использования на территории Нижнего Поволжья и Прикаспия.

# ГЕОЛОГИЯ



**Схематические карты приведенных напоров: А – эйфельско-нижнефранского, Б – среднекаменноугольно-нижнепермского комплексов. 1 – границы крупнейших тектонических элементов; 2 – границы крупных тектонических элементов; 3: а – административная граница, б – государственная граница; 4 – изолинии приведенных напоров; 5 – направление движения фильтрационного потока**

## ГЕОЛОГИЯ

### Л и т е р а т у р а

1. Альтовский М.Е. Гидрогеологические показатели нефтегазоносности. – М.: Недра, 1967.
2. Барс Е.А., Зайдельсон М.И. Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области. – М.: Недра, 1973.
3. Гуревич А.Е. Практическое руководство по изучению движения подземных вод при поисках полезных ископаемых. – М.: Недра, 1980.
4. Дальберг Э.Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа. Пер. с англ. – М.: Недра, 1985.
5. Зингер А.С., Тальнова Л.Д., Гладышева Ю.И. К строению Северо-Каспийского артезианского бассейна в Нижнем Поволжье // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1973. – № 10. – С.16-20.
6. Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопроисковая гидрогеология. – М.: Недра, 1982.
7. Клычев Н.В., Гонтарев В.В. Использование гидрогеологических критериев для оценки региональных условий нефтегазоаккумуляции (на примере додевонско-среднедевонских отложений территории Саратовской области) // Нефтяная геология и Прикаспия. – 2007. – Вып.51. – С.17-22.
8. Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти (на примере юга СССР). – Киев: Наукова думка. – 1983.
9. Силин-Бекчурин А.И. Динамика подземных вод. – М.: изд-во Моск. ун-та, 1958.
10. Сулин В.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – Л.: Гостоптехиздат, 1948.
11. Хабберт М.К. Гидродинамические условия формирования нефтяных месторождений. Пер. с англ. – М.: ГОСИНТИ, 1958.

УДК 549.762.1 (470.4)

## АЛУНИТ И ЯРОЗИТ В МЕЗОЗОЙСКИХ ПОРОДАХ ПОВОЛЖЬЯ

© 2010 г. В.Ф. Салтыков  
Саратовский госуниверситет

Минералы алунитовой группы широко распространены в природе, особенно алуни-т. Он формирует крупные скопления, имеющие промышленное значение. Детальное описание геологии и минералогии выполнено М.А. Кашкаем [5], а физико-химические условия его образования рассмотрены Ч.М. Кашкаем [6, 7]. Все скопления связаны с вулканогенным процессом – загликский тип сульфатных аллитов. Преобладают калиевые разновидности. В гипергенных условиях минералы встречаются сравнительно редко, и их скопления не превышают по рангу рудопроявлений и мелких месторождений. Наиболее крупные из них наблюдаются в районе Жигулей [9]. В этом случае всеми исследователями принимается гипотеза сернокислотного выветривания за

счет окисления сульфидов (пиритов) и последующего выщелачивания алюминия из вмещающих глин. В их составе доминируют натровые минералы [17], хотя на Ермаковском месторождении (Жигули) значительную часть занимают калинатровые разновидности [9]. Поэтому они выделены в самостоятельный жигулевский тип сульфатных аллитов.

*Алуни́т*  $[K, Na, H_3O] Al_3 [(OH)_6 (SO_4)_2]$  слагает тонкозернистые массы белого (фарфоровидного), светло- или желтовато-серого цвета в зависимости от количества микропримесей. Минерал обладает матовым блеском и раковистым изломом с плотностью 2,6-2,9 г/см<sup>3</sup>. Он оптически положительный с  $N_g$  1,587-1,595 и  $N_p$  1,572-1,583. При повышении содержания кристаллизационной