

Гидродинамические особенности верхнеюрских отложений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона

Т.Х. Шоймуратов

АО «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений», г. Ташкент, Узбекистан

E-mail: igirnigm@ing.uz

Аннотация. В статье рассматриваются задачи изучения пластовых флюидов и роль гидродинамической обстановки в формировании и сохранении залежей нефти и газа в пределах Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона. Подземные воды играют важную роль при миграции флюидов, при определенных условиях они могут способствовать их накоплению или разрушению. Аргументируется, что в связи с этим весьма информативно изучение характера движения флюидов, обусловленных геолого-тектоническими процессами, при оценке перспектив нефтегазоносности территорий.

Ключевые слова: гидродинамика, углеводороды, залежь, флюид, пластовая вода, водонапорный комплекс, гидравлический напор, миграция, Бухаро-Хивинский регион.

Для цитирования: Шоймуратов Т.Х. Гидродинамические особенности верхнеюрских отложений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 1(28). С. 5. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art5>

Введение

В настоящее время обеспечение прироста мировых запасов нефти и газа осуществляется, в основном, за счет увеличения объема поисков углеводородного (УВ) сырья путем активного внедрения результатов научных исследований в практику геологоразведочных работ. В связи с возросшими потребностями в различных сферах промышленности в природном газе и нефти для увеличения базы УВ-сырья приоритетной задачей нефтегазовой геологии стало определение перспектив нефтегазоносности новых территорий, основанное на анализе комплекса геологических материалов и, в частности, – результатов гидрогеологических исследований.

Роль последней важна не только как среда, которая участвует в происхождении УВ, но и как фактор транспортировки нефти и газа по пористым горизонтам продуктивных толщ в ловушки. Фазовое обособление УВ из подземных вод контролируется наличием целого сочетания благоприятных гидрогеологических факторов, которому в последнее время отводится все более значительное место в общем комплексе исследований [1].

Основные промышленные запасы нефти и газа в Республике Узбекистан сосредоточены в карбонатных (J_3) и терригенных (J_{1-2}) отложениях юры Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона (БХНГР). Верхнеюрские карбонатные отложения до сих пор рассматриваются в качестве главного поискового объекта.

Строение мезозойской водонапорной системы БХНГР к настоящему времени изучено довольно детально. Первые сведения о ней были основаны на гидрохимических данных, свидетельствующих о существенном различии пластовых вод юрских и меловых отложений на поисковых площадях и разведанных месторождениях УВ-сырья (С.П. Корсаков, Г.Х. Дикенштейн, М.И. Зайдельсон).

Последующее изучение гидрогеологических условий поисково-разведочных площадей исследуемой территории позволило обосновать самостоятельность юрского, неоком-аптского, сеноман-альбского и сенон-палеоценового (надтуронского) водонапорных комплексов (В.А. Кудряков, Т.Н. Авазов, С. Талипов). Эти представления, в дальнейшем подкрепленные новыми фактическими материалами, получили общее признание (А.А. Карцев, В.Н. Корценштейн, И.В. Кушников, А.С. Панченко, Е.А. Барс, В.Н. Пашковский, Р.Г. Семашев, С. Холдаров, Я.А. Ходжакулиев, Л.А. Абукова и др.).

Материалы и методы исследования. Основным методом проведенных исследований являются комплексный анализ геологических и гидрогеологических данных мезозойской водонапорной системы БХНГР, обобщение, обработка и интерпретация полученных результатов. В работе применялся комплексный подход к решению проблем, включающий научные обобщения фактических данных в разрезе верхнеюрских отложений исследуемой территории (с привлечением материалов, характеризующих течение, пластовые давления и статические уровни вод в скважинах), а также сведения о гипсометрии пластов, плотности флюидов и температуры.

Для общей характеристики современного состояния пластовой гидродинамической системы автором выполнены расчеты приведенных напоров по методике А.И. Силина-Бекчурина [2]. Кроме того, по методике М.К. Хабберта [3, 4] путем построения изопотенциальных поверхностей для флюидов (вода, нефть, газ) уточнены гидродинамические условия, при которых могут сохраняться скопления нефти и газа в реальной геолого-тектонической обстановке.

Основная часть. В гидрогеологическом отношении БХНГР занимает северо-восточную часть Каракумской (Амударьинской) водонапорной системы, которая ограничена на севере и юге Южно-Кызылкумским и Амударьинским разломами, на востоке и юго-востоке – горными сооружениями Гиссарской и Зарафшано-Туркестанской систем. В пределах рассматриваемой территории по структурно-тектоническим, литолого-

фациальным и гидрогеологическим условиям выделяются три гидрогеологические области: Бухарская, Чарджоуская и Бешкент-Кашкадарьинская (рис. 1).

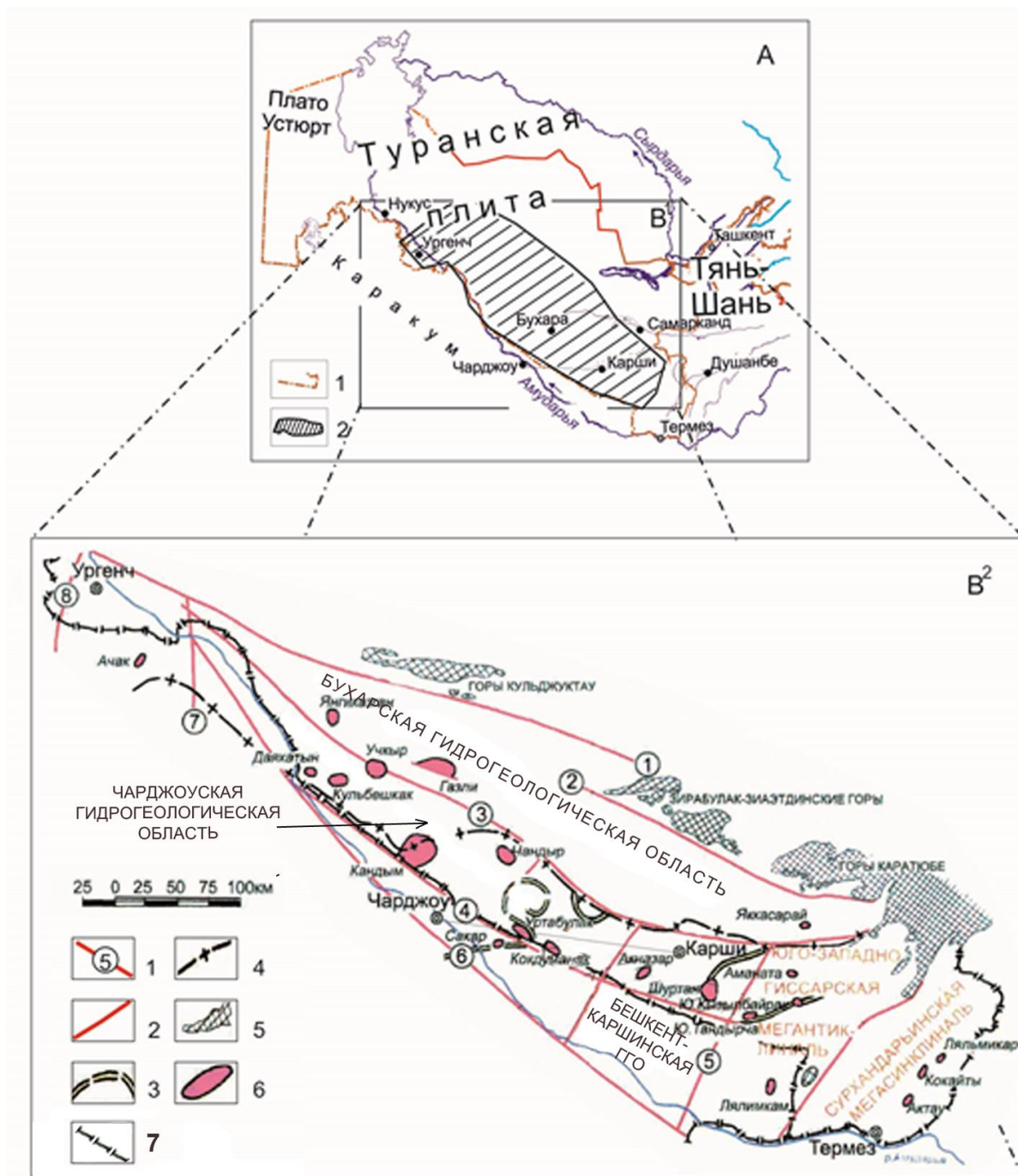


Рис. 1. Положение района исследований (А, В¹) и схема основных тектонических элементов (В²). Условные обозначения: А, В¹: 1 – государственная граница Республики Узбекистан, 2 – Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион; В²: 1 – региональные разломы (1 – Южно-Кызылкумский, 2 – Предзаравшанский, 3 – Бухарский, 4 – Гугуртли-Гирсанский, 5 – Лянгаро-Караильский, 6 – Амударьинский, 7 – Питняк-Серахский, 8 – Беурдешикский); 2 – разрывные нарушения меньшего порядка, разделяющие разнотипные геологические разрез; 3 – линии развития барьерных рифов; 4 – границы развития соленосных отложений; 5 – выходы на дневную поверхность домезозойского фундамента; 6 – месторождения углеводородов

Геологическое строение БХНГР осложнено глубинными и локальными разломами, влияющими на гидродинамический режим изучаемой территории. Особенности геолого-тектонического строения территории предопределяют формирование нескольких обособленных флюидодинамических систем, различающихся по гидродинамическим потенциалам.

Результаты исследования. По результатам построения схематической гидродинамической карты пьезометрического напора пластовых вод верхнеюрских отложений БХНГР установлена гидродинамическая обстановка территории, в том числе: локальное и основное направления движения подземных вод, изменение градиентов пластовой фильтрации, гидроизопьезы замкнутой и незамкнутой формы и т.п. (рис. 2).

Результаты расчета величин приведенного напора свидетельствуют, что пьезометрическая поверхность пластовых вод верхнеюрских отложений имеет весьма сложное строение.

Распределение энергии потенциметрической поверхности пластовых вод верхнеюрского водонапорного комплекса исследуемой территории указывает на то, что основное направление движения подземного потока пластовых вод, следовательно, и других флюидов в целом, ориентировано с юга и юго-востока на север и северо-запад, за исключением некоторых локальных площадей, расположенных внутри региона, на которых отмечаются замкнутые положительные и отрицательные пьезометрические аномалии. Примером последних могут служить площади Каганского, Денгизкульского поднятий и Бешкентского прогиба, где выявлены локальные участки с низкой и высокой энергиями потока и изменениями в направлении течения подземного потока на фоне общей гидродинамической картины.

Максимальные величины приведенных пьезометрических напоров в верхнеюрских отложениях БХНГР установлены на площадях, наименее удаленных от горного обрамления: Шурасан – 1479 м, Аманата – 1020 м, Чилгумбаз – 3118,3 м, Нишан – 3350 м, Западный Култук – 3140 м. От этих площадей приведенные напоры закономерно понижаются в западном и северо-западном направлениях.

Повышенные значения пьезометрических уклонов (градиент) установлены на участках Шурасан–Яккасарай – 22,6 м/км, где скорость фильтрации составляет 69,3 см/год при коэффициенте затрудненности водообмена 0,06 (табл. 1).

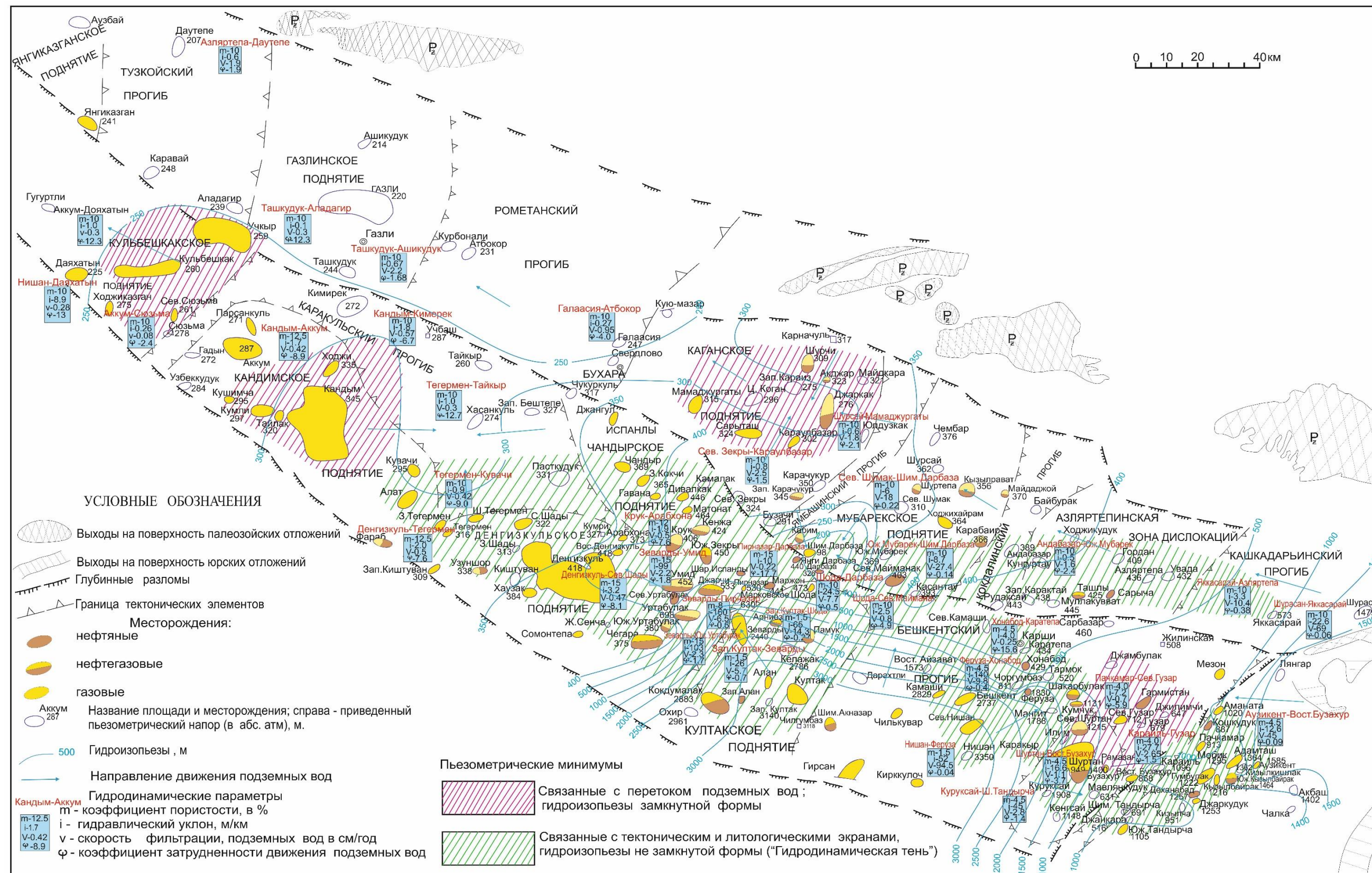


Рис. 2. Схематическая карта гидроизопьез верхнеюрских отложений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона

Таблица 1

**Гидродинамические параметры движения подземных вод в верхнеюрских отложениях
Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона**

№ п/п	Название площадей и месторождений	Коэффициент		Фактиче- ский уклон I_f , м/км	Скорость фильтрации (теоретич.) V_t , см/год	Скорость фильтрации (фактич.) V_f , см/год,	Коэф. затруд- ненности ψ
		проницае- мости k , дарси	пори- стости m , %				
1	Шурасан– Яккасарай	0,01	10	22,6	4,0	6,93	0,06
2	Яккасарай– Азляртепа	0,01	10	3,3	4,0	10,4	0,38
3	Андабазар– Юж.Мубарек	0,01	10	0,5	3,9	1,6	2,4
4	Шурсай– Мамаджургаты	0,01	10	0,6	3,8	1,8	2,1
5	Ташкудук– Аладагир	0,01	10	0,11	3,7	0,3	12,3
6	Азляртепа– Даутепа	0,01	10	0,6	3,6	1,9	1,9
7	Юж.Мубарек– Шим.Дарбаза	0,01	10	8,7	3,9	27,4	0,14
8	Сев.Шумак– Шим.Дарбаза	0,01	10	6,0	3,9	18	0,22
9	Сев.Зекры– Караулбазар	0,01	10	0,8	3,8	2,5	1,5
10	Ташкудук– Ашикудук	0,01	10	0,67	3,7	2,2	1,68
11	Зап. Культак– Зеварды	0,0001	1,5	26	3,9	5,7	0,7
12	Зеварды– Умид	0,0001	15	99,4	3,9	2,2	1,8
13	Зеварды– Юж.Уртабулак	0,0001	15	103	3,9	2,27	1,7
14	Крук–Арабхона	0,001	12	1,9	3,8	0,5	7,6
15	Денгизкуль– Тегермен	0,001	12,5	2,0	3,8	0,5	7,6
16	Денгизкуль– Сев.Шады	0,001	18	3,2	3,8	0,47	8,1
17	Нишан– Даяхатын	0,0001	10	8,9	3,7	0,28	13
18	Феруза– Хонобод	0,0001	4,5	140	3,9	9,8	0,4
19	Хонобод– Каратепа	0,0001	4,5	4,0	3,9	0,25	15,6
20	Зеварды– Пирназар	0,0001	8,0	160	3,9	6,5	0,6
21	Пирназар– Дарбаза	0,0001	15	10,2	3,9	0,22	17,7
22	Шода– Дарбаза	0,001	10	24,5	3,9	7,7	0,5
23	Шода– Сев.Майманак	0,001	10	2,5	3,9	0,79	4,9

В направлении к Азляртепинской зоне дислокаций величина приведенных напоров постепенно снижается от 573 м (площадь Яккасарай) до 436 м (площадь Азляртепа) при снижении фактического пьезометрического уклона (3,3 м/км) и скорости фильтрации (10,4 см/год). С удалением от источника создания напора постепенно снижается величина приведенных напоров в пределах Мубарекского поднятия от площади Карабаир (366 м), Северный Шумак (310 м) до Шимолий Дарбаза (98 м), а в районе месторождений Карим, Шимолий Дарбаза, Дарбаза, Расылкудук, Северный Майманак гидродинамическая обстановка осложнена пьезометрическим минимумом, приуроченным к Бухарскому глубинному разлому. Эти осложнения отражаются на некоторых значениях гидродинамических параметров. Значения гидравлических уклонов изменяются от 0,5 м/км (пл. Андабазар, Юж. Мубарек) до 6 м/км (Шимолий Дарбаза), соответственно, и скорости фильтрации изменяются от 0,016 до 0,18 м/год при коэффициенте затрудненности водообмена от 0,2 до 2,4. Следует отметить разнообразие в направлениях и скоростях движения вод. Зона повышенных напоров по гидроизопьеze 400 м обнаруживается в южной части Мубарекского района (площади Ходжихайрам, Южный Мубарек).

Скрытая разгрузка юрских водоносных горизонтов происходит в ряде районов транзита: Мубарекского, Каганского, Газлинского поднятий (площади Карабаир, Шуртепа, Джаркак, Караиз, Газли, Шимолий Дарбаза, Питняк и др.), что подтверждается как гидродинамическими (уменьшение напоров вверх по разрезу, наличие зон пониженных напоров), так и гидрохимическими аномалиями по верхним водам в местах разгрузки.

Резкий пьезометрический минимум в верхнеюрских отложениях (275 м, 296 м) выражен на площадях Джаркак, Зап. Караиз и Центральный Каган. Учитывая его отражение в виде гидрохимической аномалии в меловых отложениях, можно согласиться с предположением С.П. Корсакова (1957) о гидравлической связи юрских и меловых горизонтов в Джаркак-Сеталантепинской зоне нарушений, т.е. со скрытой разгрузкой юрских водоносных горизонтов [5]. На схематической карте гидроизопьеze верхнеюрских отложений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона Мубарекский и Каганский районы выделяются как области сравнительно резких падений напоров (см. рис. 2).

Особенно резкий перепад напоров обнаружен в районе площадей Зеварды, Юж. Уртабулак, Джарчи и Шода, причем, в этом районе заметны высокие гидравлические

уклоны и относительно высокие скорости фильтрации подземных вод. Гидродинамические аномалии, отражающиеся в конфигурации гидроизопьез, обнаружены в районах Денгизкульского и Испанлы-Чандырского поднятий с формированием незамкнутых пьезоминимумов, являющихся благоприятными зонами для скопления и сохранения УВ-залежей.

Следует также отметить, что в юго-восточной части БХНГР выделяется обширная зона пьезометрического максимума – это зоны аномально высоких пластовых давлений (АВПД), территориально совпадающие с областью распространения верхнеюрских галитовых свит в соляно-ангидритовой толще. Гидравлические напоры верхнеюрского горизонта превышают 3118–3350 м (пл. Чильгумбаз, Нишан), что значительно выше, чем на других площадях.

Возможно, зона АВПД связана как с изолированными участками природных водонапорных систем, унаследовавших пластовую энергию от предшествующего этапа гидрогеологического развития, так и с изменениями пластовой энергии при современных тектонических, физико-химических и других процессах. В таком понимании явление АВПД рассматривается как частный случай гидродинамических аномалий, связанных именно с изоляцией локальных участков водонапорной системы [5].

Анализ распределения пластовых давлений подземных вод верхнеюрских отложений в юго-восточной части БХНГР (Бешкентский прогиб) показывает, что из 42 выполненных замеров 16 зон АВПД характеризуются величинами $K_a > 1,20$ (табл. 2).

На рассматриваемой части региона участки АВПД, в основном, тяготеют к зоне между тектоническими нарушениями, имеющей простирание от юго-запада к северо-востоку со стороны Култаского поднятия. В этой зоне расположены месторождения Чильгумбаз ($K_a = 1,92$), Чулькувар ($K_a = 1,49$), Камаша ($K_a = 1,73$), Изганча ($K_a = 1,43$), Бешкент ($K_a = 1,74$), Нишан ($K_a = 1,55$), Феруза ($K_a = 1,44$), Шеркент ($K_a = 1,31$), Мангит ($K_a = 1,31$) и на северо-восточной части прогиба – Джамбулак ($K_a = 1,36$). Вышеупомянутые участки АВПД приурочены к зонам тектонических напряжений и мощным солевым покрывкам.

При изучении схемы размещения разломов, секущих толщу пород, и связи с ними промышленных скоплений УВ, сконцентрированных в мезозойских отложениях, также как и нефтегазопроявлений в доюрских разрезах в пределах БХНГР, можно встретить сходные моменты, где большинство месторождений связано с глубинными параградными

Таблица 2

**Коэффициент аномальности пластовых давлений верхнеюрских отложений
Бешкентского прогиба**

№ п/п	Название площадей и месторождений	№ скважин	Горизонт	Глубина точки замера Н, м	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности $K_a = 100P_{пл} / H$	Темпе- ратура воды, °С
1	Шуртан	6	XVp	3285,0	36,42	1,1	120
2	Шуртан	10	XVnp	3097,0	36,61	1,18	112
3	Шуртан	21	XVp	3103,5	36,47	1,17	119
4	Сев. Шуртан	1	XVnp	3753,5	39,78	1,057	129
5	Бузахур	5	XV	3388,5	37,93	1,12	119
6	Джамбулак	2	XVa	3670,0	49,97	1,36	-
7	Мавлянкудук	1	XVa	3513,0	35,75	1,015	123
8	Куруксай	2	XV	3248,5	45,97*	1,41	110
9	Янги Каратепа	6	XV	3608,5	39,38*	1,088	123
10	Янги Каратепа	7	XVa	3582,5	48,5*	1,35	116
11	Мезон	1	XV	3287,0	33,87*	1,027	-
12	Гузар	1п	XV	2914,5	30,56	1,045	111
13	Новый Гузар	1	XVa	3188,0	33,56	1,048	-
14	Сев. Гузар	6	XV	3077,0	31,37*	1,016	-
15	Чунагар	9	XV	3535,0	34,92*	0,995	-
16	Илим	1	XV	3114,5	38,17	1,22	-
17	Каракыр	1	XV+XVa	3529,0	38,95	1,10	129
18	Туртсари	2	XVnp	3583,5	35,87	0,998	124
19	Феруза	1	XV	3370,5	48,60	1,44	112
20	Шакарбулок	5	XVp	3845,0	40,53	1,051	-
21	Бешкент	7	XV	3278,0	57,31	1,74	119
22	Чильгумбаз	1	XVnp	3038,0	58,31	1,92	113
23	Хонобод	2	XVnp	3186,5	33,31	1,042	121
24	Сев. Нишан	11	XVa	3644,0	55,7	1,53	121
25	Нишан	3	XVa	3619,0	57,37	1,55	121
26	Камаши	7	XVa	3392,5	58,9	1,73	124
27	Мирмирон	1	XVnp	2968,5	30,1*	1,01	108
28	Мангит	2	XVa	3636,0	47,74	1,31	122
29	Тармокская	1	XVnp	3547,5	37,36	1,05	-
30	Изганча	2	XV	3716,0	53,45	1,435	-
31	Жилинская	1	XVnp	3535,0	37,25	1,051	-
32	Вост. Айзават	1	XVa	3135,0	45,37	1,45	-
33	Айзават	1	XV	3211,0	53,9	1,67	-
34	Гирсан	1п	XVa	3768,5	40,3	1,07	-
35	Сев. Камаши	5	XV	2218,5	23,24	1,043	-
36	Шеркент	2	XVa	3654,0	47,96	1,31	-
37	Хамал	1	XV	3562,5	37,55	1,051	-
38	Сарбазар	2	XVp	2935,0	30,51*	1,036	-
39	Таваккал	5	XV	3533,0	26,15	0,73	-
40	Чатыртепа	1	XVa	3537,0	37,87	1,067	-
41	Чулькувар	1	XVa	3551,5	53,18*	1,49	-
42	Капали	1	XVa	3203,5	48,24	1,51	-

Примечание: * – значение пластового давления определено расчетным путем.

разломами или выявлено в разломах, оперяющих эти крупные разломы. Следовательно, можно предположить, что перспективные зоны и участки находятся в зоне влияния Бухарского и Амударьинского разломов, которые представляют собой систему сближенных и разноориентированных нарушений сбросово-сдвигового типа. Они заложены в раннепалеозойское время и активно развивались в течение юрского и неогенового периодов. Как свидетельствуют проведенные нами исследования, тектоническая активность наблюдается в зоне влияния этих разломов и в настоящее время, т.е. эти структуры «живут» и в современный период [6].

Анализ гидродинамических условий верхнеюрского водонапорного комплекса БХНГР показывает, что режим подземных вод, прежде всего, связан с тектоническими нарушениями разного уровня и физико-химическими свойствами вмещающих отложений. Последние оказывают существенное влияние на величину гидравлического напора и его изменчивость по площади.

В частности, в северной части Бешкентского прогиба, вдоль Бухарского (Учбаш-Каршинского) глубинного разлома располагается гидродинамическая зона с относительно низким гидравлическим напором (229,0–508,0 м), которая субшироко простирается через площади Сарбазар, Мирмирон, Сев. Камаши, Муродота. Происхождение этой зоны связано, по всей вероятности, с напряженным гидродинамическим режимом в пределах глубинного разлома, к которому приурочены различные дизъюнктивные нарушения с широко развитыми разноориентированными тектоническими трещинами. В зоне этих тектонических нарушений происходит частичное дренирование подземного потока, которое приводит к частичному погашению гидравлического напора. Исходя из этой гидродинамической обстановки и учитывая большую амплитуду Учбаш-Каршинского разлома, эта зона рассматривается как отдельное геологическое тело со своими обособленными гидрогеологическими условиями. В этой зоне существуют предпосылки нахождения ловушек УВ различного характера – литологических, тектонических и гидродинамических (рис. 3).

В центральной части Бешкентского прогиба, в районе площадей Чилгумбаз, Шимолий Акназар, Чулькувар, Камаши, Бешкент, Феруза, расположенных вдоль безымянного секущего разлома, наоборот, наблюдается повышение величин гидравлического напора (1552,1–2869,3 м), что является характерным для участков, где располагаются водоподводящие разломы.

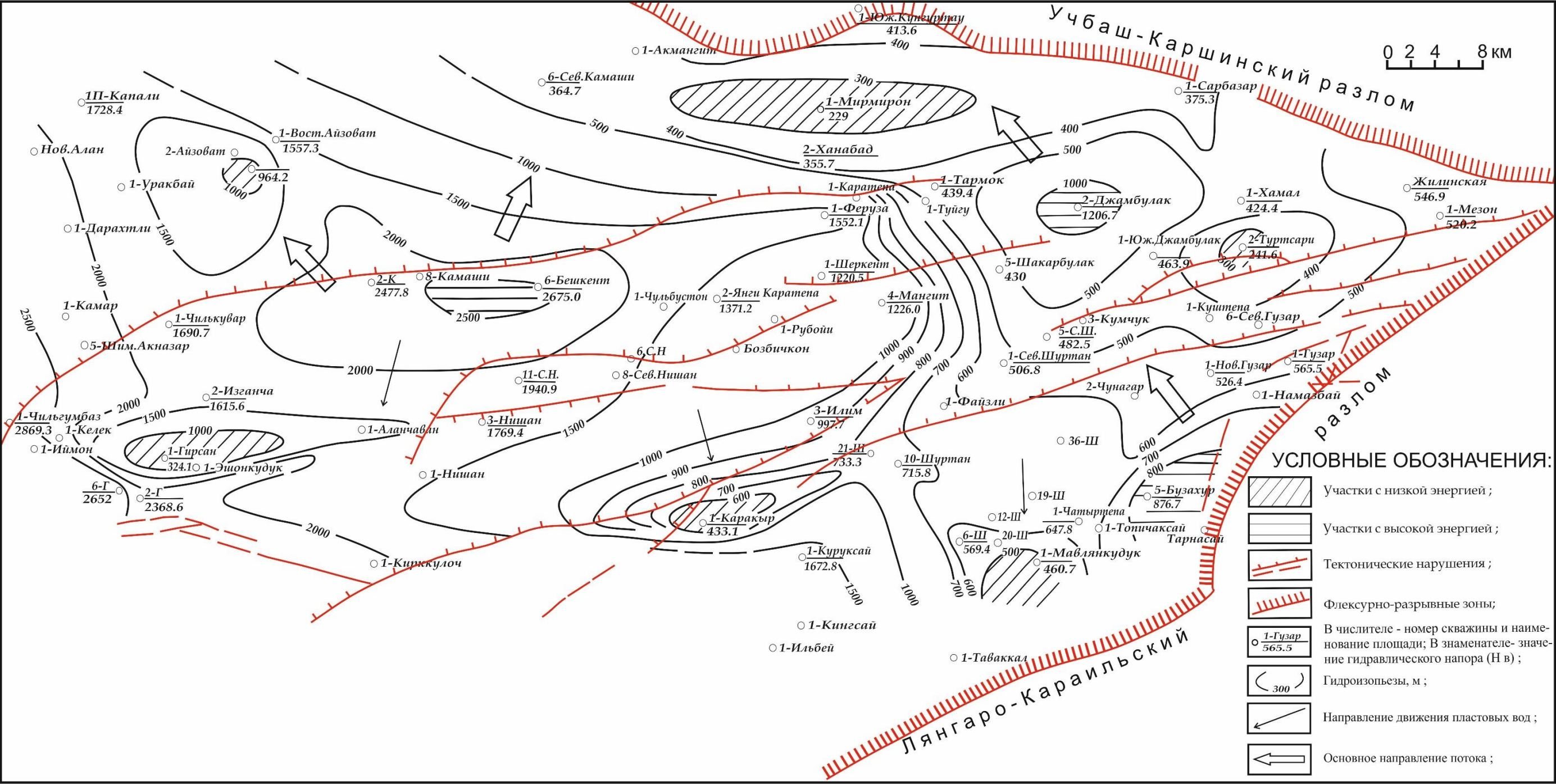


Рис. 3. Гидродинамическая схематическая карта гидравлического напора пластовых вод верхнеюрского водонапорного комплекса Бешкентского прогиба

Такая же тенденция отмечена и в пределах площадей Нишан, Сев. Нишан, Шеркент, Мангит, Джамбулак с величинами гидравлических напоров от 1206,7 до 1940,9 м. Следует полагать, что эти локальные разломы оказывают существенное влияние на распределение энергий подземных течений и гидравлического напора, что подтверждается резким изменением величин градиентов потока [7].

В зоне развития Лянгаро-Караильского разлома и узлов их пересечений пьезометрические напоры в верхнеюрских отложениях понижаются с 1096 м (площади Караиль) до 800–900 м (месторождение Бузахур). Такая же ситуация отмечена и в районе площадей Нишан и Гирсан, где пьезометрические напоры снижаются с 3350 м (пл. Нишан) до 700–1000 м вдоль Лянгаро-Караильского разлома. Если допустить, что направление падения напоров совпадает с направлением горизонтальной миграции УВ, то можно предположить, что в данной флексурно-разрывной зоне горизонтальная миграция УВ сменилась вертикальной. Возможно, это способствовало перетоку флюидов из отложений одного стратиграфического комплекса в другой [8]. Примером могут служить результаты химического анализа проб воды, отобранные из альб-сеноманского (XII) и неоком-аптского (XIV) горизонтов меловых отложений месторождения Бузахур, где они представлены слабыми рассолами (98,8–114,6 г/л) хлор-кальциевого типа (по А.А. Карцеву), с повышенными значениями водорастворенных органических веществ, что характерно для пластовых вод верхнеюрских отложений. Приведенные факты показывают, что зона развития разлома является областью разгрузки напоров и определяет пути миграции флюидов из юрских отложений в меловые.

Таким образом, анализ фактического материала по гидрохимии и гидродинамике исследуемого водонапорного комплекса, вместе с результатами литолого-фациальных, структурно-тектонических и битуминологических исследований, позволил установить общие и специфические черты гидрогеологической модели формирования УВ-залежей в верхнеюрских отложениях БХНГР. Целесообразность такого дифференциального подхода при изучении флюидодинамики обоснована дальнейшей детализацией флюидодинамических процессов на уровне локальных площадей, которая позволяет системно интерпретировать эти процессы с учетом геолого-тектонических условий.

Благоприятность седиментационного этапа гидрогеологического развития юрского водонапорного комплекса исследуемой территории состоит в замедленной миграции водных растворов углеводородообразующих веществ, что способствует образованию

залежей нефти и газа и препятствует их разрушению. В данном случае одной из важных гидрогеологических предпосылок является приуроченность УВ-залежей к очагам древней и современной разгрузки, фиксируемых в качестве зон пьезоминимумов. В этих зонах, в связи с изменением гидрохимических и гидродинамических условий (увеличение минерализации, снижение температуры и пластового давления и др.), происходит фазовое обособление УВ из седиментационных вод с последующим всплыванием и накоплением нефти и газа в ловушках. Низкие гидравлические уклоны, характерные для седиментационного этапа, препятствуют уходу пузырьков газа и капель нефти из ловушек.

Выводы

Рассмотренные вопросы, связанные с гидродинамической особенностью подземных вод верхнеюрских отложений исследуемой территории и современного гидродинамического режима на различных его участках, имеют прямое отношение к оценке роли гидрогеологического фактора в формировании и размещении нефтяных и газовых залежей. Следовательно, на основе анализа и обобщения результатов гидродинамических исследований, проведенных для оценки перспектив нефтегазоносности верхнеюрских отложений БХНГР, можно сделать следующие выводы:

- выявлены участки, наиболее характерные с точки зрения аккумуляции УВ в разнообразных ловушках, которые в структурном плане расположены в местах, где изолинии гидравлического напора образуют «замкнутое понижение» – в пределах Каганского, Кандымского поднятий и Бешкентского прогиба и прилегающих к ним территорий;

- обнаружены гидродинамические аномалии, связанные с тектоническим и литологическим экранами в районах Денгизкульского, Испанлы-Чандырского и Култакского поднятий, с формированием пьезоминимумов незамкнутой формы, являющихся благоприятными зонами для скопления и сохранения УВ-залежей;

- закартирована гидродинамическая зона с низким гидравлическим напором, выявленная вдоль Учбаш-Каршинского разлома, которая представляет собой пространство с низкой потенциальной энергией, способствующей формированию в данной зоне ловушек УВ-сырья;

- установлено наличие зон пьезоминимумов и пьезомаксимумов;

– отмечена возможность перетока флюидов из отложений юры в меловые в районе месторождения Бузахур и Сев. Гузар.

Таким образом, рассмотрение с геологических позиций гидродинамических особенностей подземных вод верхнеюрских отложений в Бухаро-Хивинском нефтегазоносном регионе в представленном ракурсе заслуживает внимания в качестве поискового критерия при выборе рационального направления поисково-разведочных работ на нефть и газ и обосновании прогноза нефтегазоносности отдельных площадей и участков.

Литература

1. *Ходжакулиев Я.А., Абукова Л.А.* Палеогидрогеологические исследования при поисках нефти и газа. М.: Недра, 1985. 208 с.
2. *Силин-Бекчурин А.И.* Метод приближенного расчета скоростей фильтрации и подземного стока рассолов по пьезометрам. Л.: ЛГПП, 1949. Т. 2. 29 с.
3. *Hubbert M.K.* Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions // AAPG Bull. 1953. Vol. 37, No. 8. P. 1954–2026.
4. *Дальберг Э.Ч.* Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа. М.: Недра, 1985. С.5–11.
5. *Кудряков В.А.* Нефтегазонакопление в геогидродинамических системах. Ташкент: Фан, 1985. С. 102–130.
6. *Шоймуратов Т.Х., Муминджанов Т.И., Садыков Ю.М.* и др. Зоны глубинной флюидомиграции и их гидрогеологические особенности // Актуальные проблемы современной сейсмологии: Материалы Междунар. конф. Ташкент, 2016. С. 593–599.
7. *Шоймуратов Т.Х., Худойбердиев Х.Ф.* О возможных причинах вертикальной зональности распределения углеводородов, связанных с гидродинамическим режимом юрского водонапорного комплекса Бешкентского прогиба // Узбекский журнал нефти и газа. 2017. № 3. С. 26–29.
8. *Ибрагимов А.Г., Фортунатова Н.К., Суннатов М.С.* Перспективы открытия залежей бессернистого газа в меловых отложениях Бешкентского прогиба Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 28–33.

Hydrodynamic features of the Upper Jurassic deposits of the Bukhara-Khiva oil and gas region

T.Kh. Shoymuratov

Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields JSC, Tashkent, Uzbekistan

E-mail: igirnigm@ing.uz

Abstract. The article discusses the study of reservoir fluids and the role of the hydrodynamic environment in the formation and preservation of oil and gas deposits within the Bukhara-Khiva oil and gas region. Groundwater plays an important role in fluid migration and under certain conditions they can contribute to their accumulation or destruction. It is argued that in this regard, it is very informative to study the nature of the movement of fluids caused by geological and tectonic processes when assessing the oil and gas prospects of an area.

Keywords: hydrodynamics, hydrocarbons, reservoir, fluid, formation water, water complex, hydraulic pressure, migration, Bukhara-Khiva region.

Citation: *Shoymuratov T.Kh.* Hydrodynamic features of the Upper Jurassic deposits of the Bukhara-Khiva oil and gas region // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 1(28). P. 5. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art5> (In Russ.).

References

1. *Khodzhakuliev Ya.A., Abukova L.A.* Paleohydrogeological studies in the search for oil and gas. Moscow: Nedra, 1985. 208 p. (In Russ.).
2. *Silin-Bekchurin A.I.* A method for the approximate calculation of filtration rates and underground run off of brines using piezometers. Leningrad: LGGP. 1949. Vol. 2. 29 p. (In Russ.).
3. *Hubbert M.K.* Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions // AAPG Bull. 1953. Vol. 37, No. 8. P. 1954–2026.
4. *Dalberg E.Ch.* The use of hydrodynamic data in the search for oil and gas. Moscow: Nedra, 1985. P. 5–11. (In Russ.).
5. *Kudryakov V.A.* Oil and gas accumulation in geohydrodynamic systems. Tashkent: Fan, 1985. P. 102–130. (In Russ.).
6. *Shoymuratov T.Kh., Muminjanov T.I., Sadykov Yu.M.* et al. Zones of deep fluid migration and their hydrogeological features // Actual Problems of Modern Seismology: Proceedings of the International Conference. Tashkent, 2016. P. 593–599. (In Russ.).
7. *Shoymuratov T.Kh., Khudoyberdiev Kh.F.* On possible causes of vertical zoning of hydrocarbon distribution associated with the hydrodynamic regime of the Jurassic water complex of the Beshkent trough // Uzbek Journal of Oil and Gas. 2017. No. 3. P. 26–29. (In Russ.).

8. *Ibragimov A.G., Fortunatova N.K., Sunnatov M.S.* Prospects of revealing pools of non-sulfurous gas in Cretaceous deposits of Beshkent trough of Bukhara-Khiva oil and gas bearing area // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013. No. 3. P. 28–33. (In Russ.).