

УДК 553.98.061:552.54.73.(470.4+574.1)

МОДЕЛИРОВАНИЕ МИГРАЦИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ ПРИКАСПИЙСКОГО БАСЕЙНА

Абилхасимов Х.Б.

ТОО НИИ «Технологий добычи и бурения «КазМунайГаз», Астана, e-mail: khairly@mail.ru

Приводятся результаты бассейнового моделирования оценки углеводородного потенциала в пределах бортовых зон Прикаспийского бассейна, которые являются самостоятельными нефтегазоносными областями осадочного бассейна. Отдельно приводятся предварительные результаты возможностей использования технологии тепловизионной съемки для оценки и проведения ретроспективного и перспективного прогнозов УВ-насыщенности в пределах продуктивных и глубоких горизонтов на примере месторождения Карачаганак. Цель: Оценка результатов комплексного моделирования процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции для определения основных факторов, влияющих на образование углеводородных залежей в палеозойском комплексе Прикаспийского осадочного бассейна.

Ключевые слова: Прикаспийский бассейн, нефтегазообразование, нефтематеринские, бассейновое моделирование, девонские, каменноугольные, пермские, покрывка, коллектор, горизонт, прогноз, оценка перспектив

MODELLING OF MIGRATIONS OF HYDROCARBONS IN NATURAL RESERVOIRS OF THE CASPIAN POOL

Abilkhasimov H.B.

*Scientific Research Institute LLP «Technologies of production and drilling «KazMunaiGas»,
Astana, e-mail: khairly@mail.ru*

Results of basin modeling of an assessment of hydrocarbon potential within onboard zones of the Caspian pool which are independent oil-and-gas areas of a decantation basin are given. Preliminary results of opportunities of use of technology of thermovision shooting for an assessment and carrying out retrospective and perspective forecasts of the UV-saturation within the productive and deep horizons on the example of the field Karachaganak are separately given. Purpose: An assessment of results of complex modeling of processes of oil-and-gas formation and oil and gas accumulating for determination of the major factors influencing formation of hydrocarbon deposits in a Paleozoic complex of the Caspian decantation basin.

Keywords: Caspian pool, oil-and-gas formation, petromaternal, basin modeling, Devonian, coal, Perm, tire, collector, horizon, forecast, assessment of prospects

Результаты бассейнового моделирования северного борта Прикаспийской впадины

В пределах северной бортовой зоны (СБЗ) Прикаспийского бассейна миграция могла осуществляться по осадочным отложениям всего палеозойского комплекса. Построенная модель свидетельствует о том, что большинство ловушек по горизонту P_1 в первую очередь наполнились газообразными УВ. Вторичная миграция в СБЗ и в бассейне в целом происходила в направлении из внутренней во внешнюю зону. Большинство скоплений УВ связаны со структурными ловушками, формировавшимися вдоль зоны барьерных рифов. Для анализа миграции использованы карты плотностей эмиграции (тыс.т/км²) и сделано допущение, что миграция УВ из нефтематеринских толщ в условный природный резервуар происходит вертикально (вниз или вверх). Дальнейшее распределение УВ

в пределах природных резервуаров определяется его структурой и характеристиками порового пространства. На основании структурных характеристик кровли природного резервуара в Temis3D® рассчитаны современные площади дренирования (нефте (газо) сборные площади) каждой отдельной структуры и изменение площадей дренирования в процессе геологического развития бассейна.

На рис. 3–6 показаны результаты картографического моделирования для горизонтов P_3 , P_2 , P_1 и V – потенциально-перспективных горизонтов. Рельеф соответствует структурной поверхности кровли каждого из горизонтов.

Оценка перспектив нефтегазоносности

По результатам моделирования количественная оценка перспектив нефтегазоносности была выполнена по четырем опорным горизонтам.

В табл. 1 дается перечень структур и результаты оценки их перспектив. Указан порядковый номер каждой структуры, получаемый при моделировании (рис. 3– 6), не несёт смысловой нагруз-

ки, а просто определяет номер структуры для площади дренирования, некоторые номера структур имеют названия т.к. совпали с уже известными районами структур и месторождений.

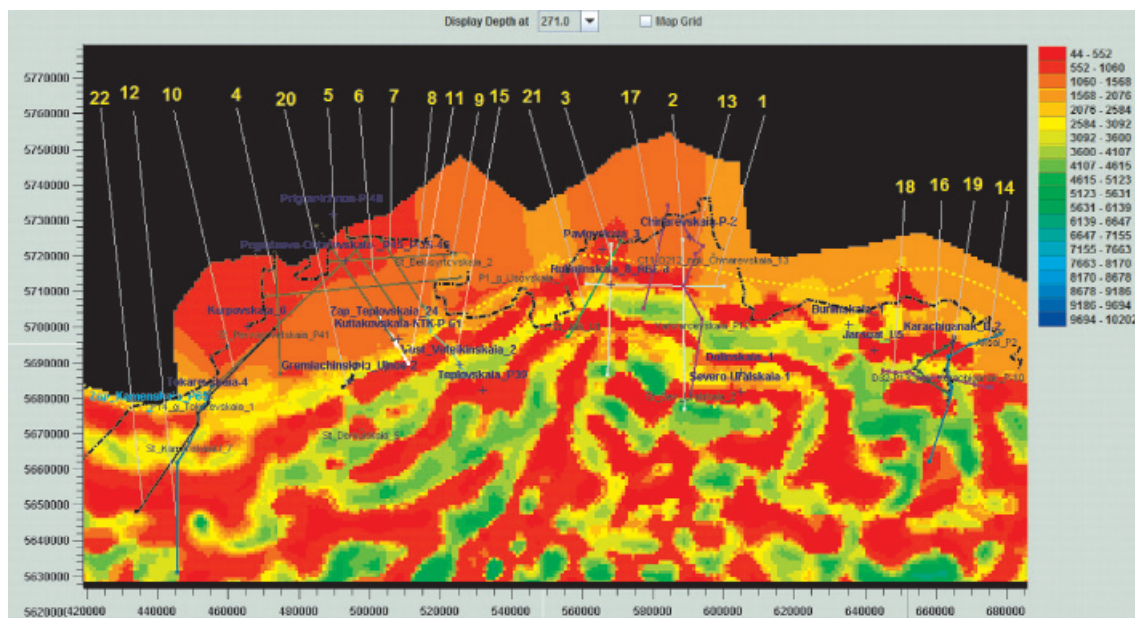


Рис. 1. Расположение вынесенных 2D геологических разрезов для сопоставления

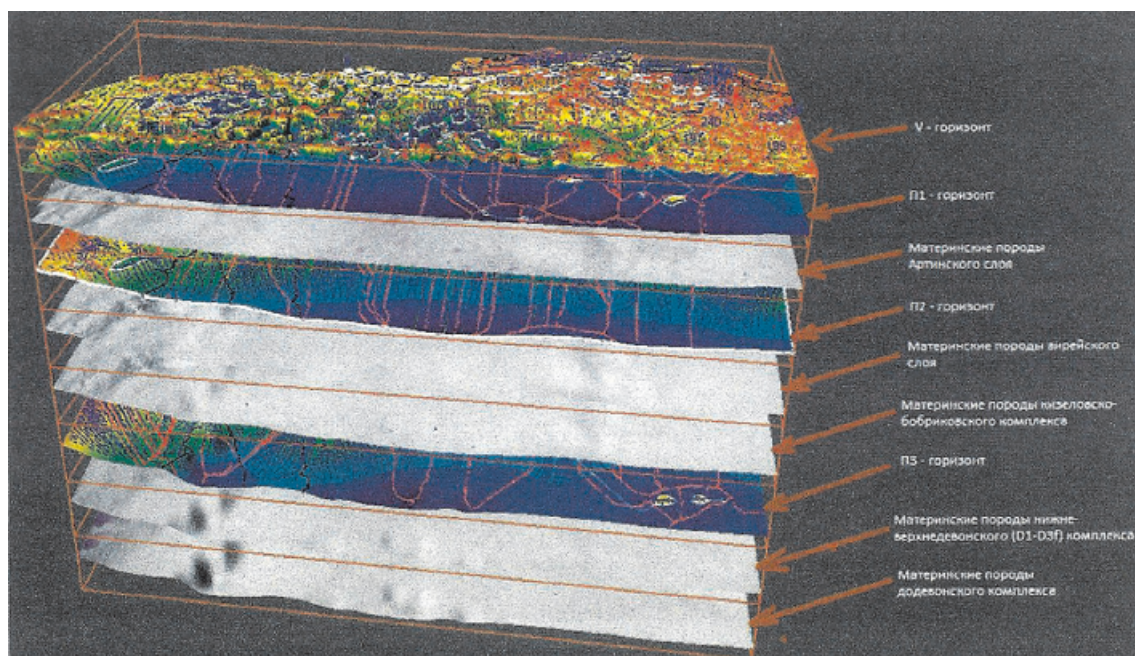


Рис. 2. Этажи расположения материнских пород и коллекторских горизонтов.

Условные обозначения:

Цветами показаны: белым – замкнутый контур структур (в пределах контура: вода – синим цветом, нефтяные УВ – зеленым, газовые – красным, конденсат – светло-коричневым), розовым – площади дренирования, синим – пути миграции (линии склона)

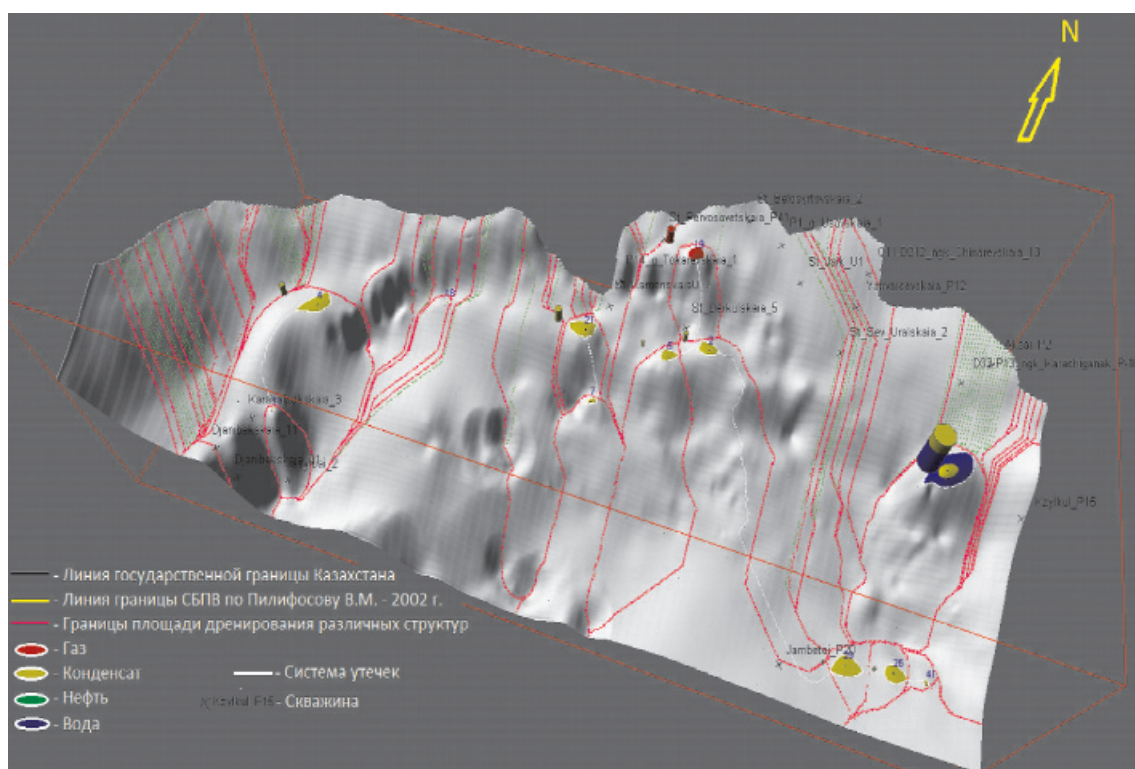
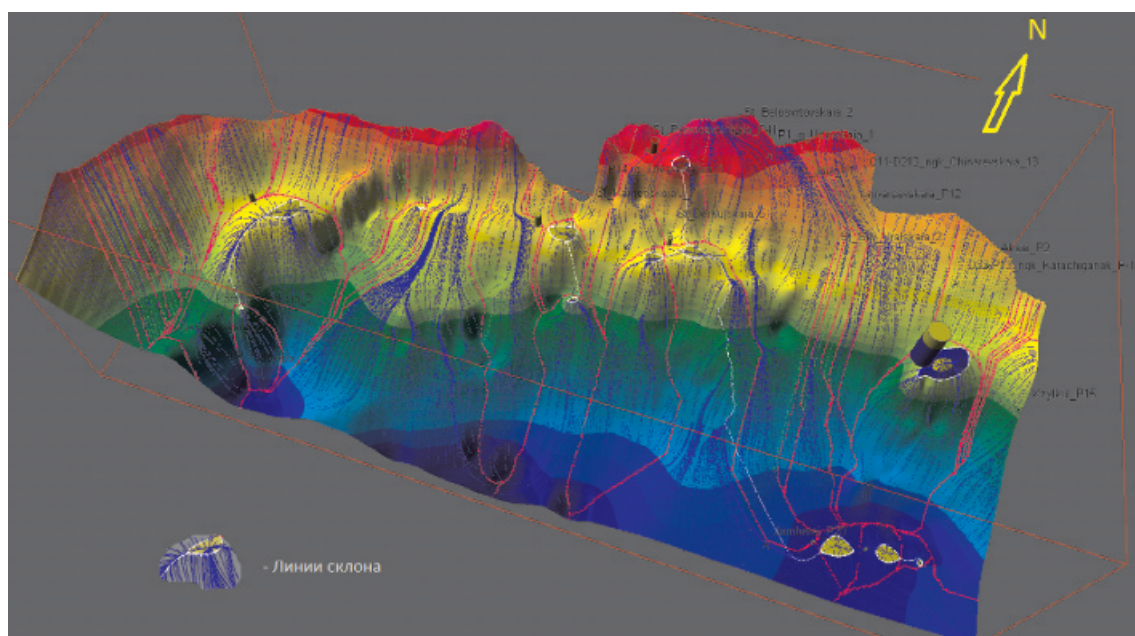


Рис. 3. Расположение систем утечек и площади дренирования различных структур для горизонта P_3

Площадь дренирования северной бортовой зоны, в общем, подтвердила фактическую картину, но по месторождению Карачаганак модель не показала присутствие

газа и конденсата, что возможно связано с наличием глубинных разломов и трещин, которые отсутствуют в построенной модели месторождения.

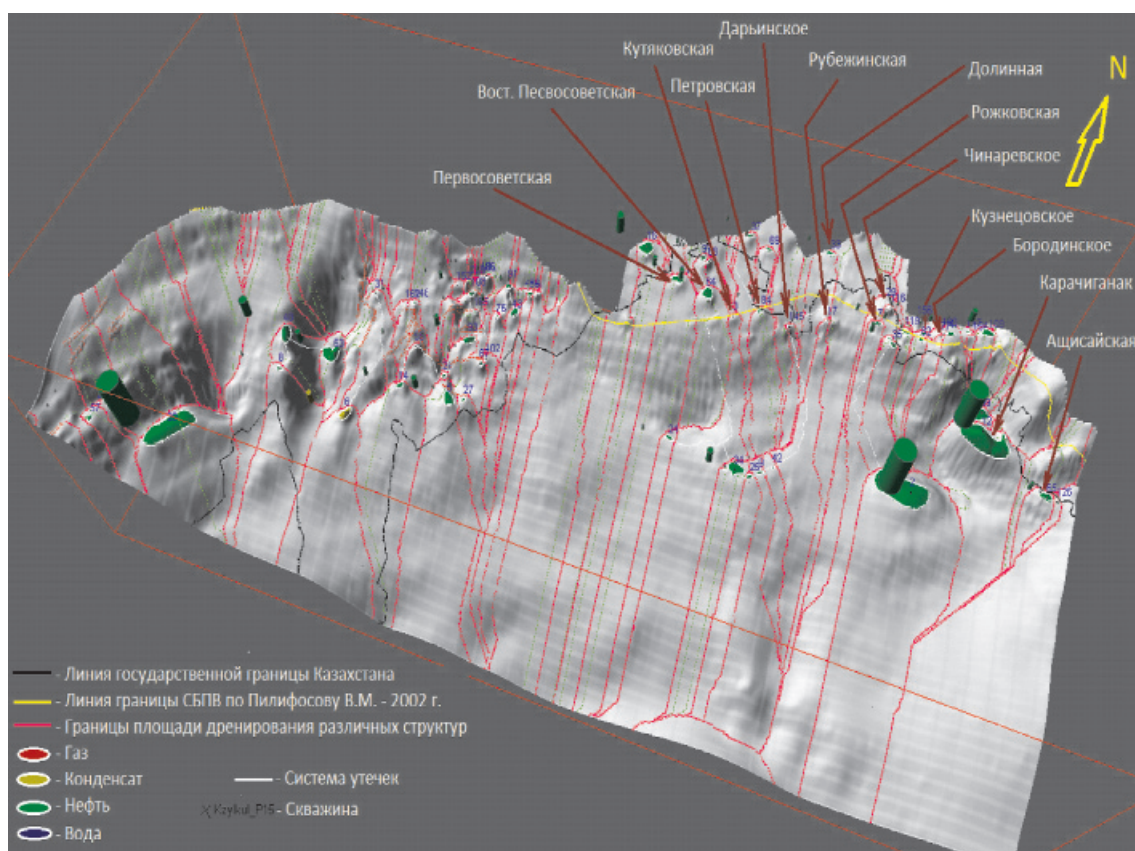
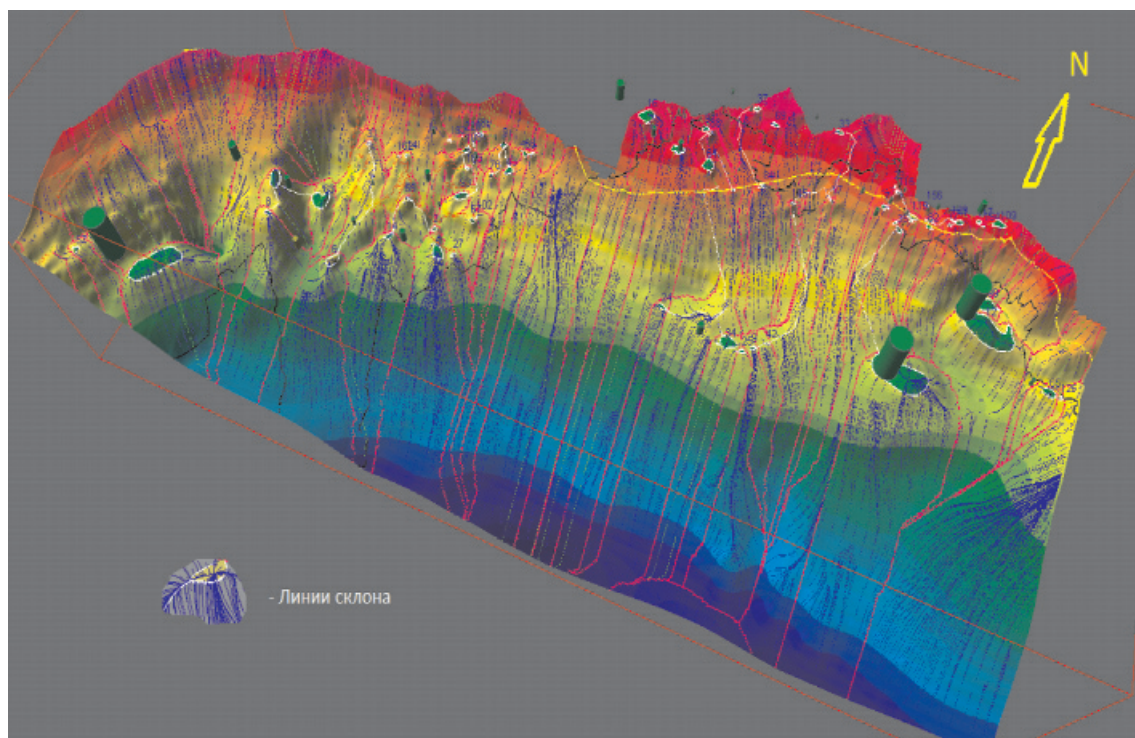


Рис. 4. Расположение систем утечек
и площади дренирования различных структур для горизонта P_2

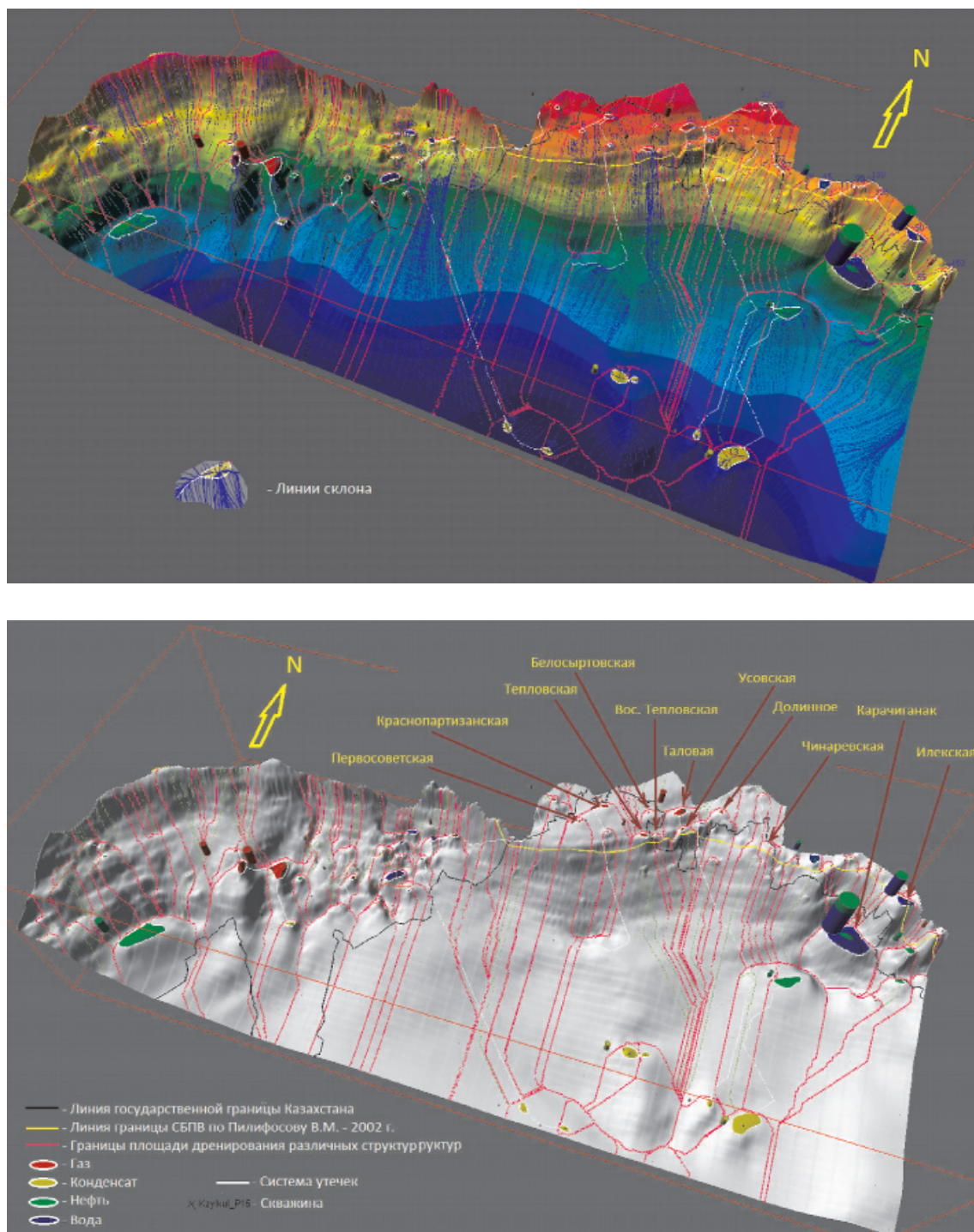


Рис. 5. Расположение систем утечек и площади дренирования различных структур для горизонта P_1

Количество аккумулированных УВ

Факторы, контролирующие масштабы аккумуляции:

- Тип, содержание органического вещества и мощность нефтематеринских толщ, заложенных в модель. Эти характеристики определяют начальный генерационный по-

тенциал и являются вводными данными при моделировании.

- Степень, определяющая масштабы развития очагов генерации, степень реализации изначального потенциала и количества УВ эмигрировавших из нефтематеринских толщ. Эти характеристики рассчитываются при моделировании с использованием *Temis3D*®.

• Распространение нефтегазосборных площадей, дренирующих УВ из областей очагов генерации/эмиграции.

• Эффективность покрышки. На исследуемом участке разрывные нарушения, способствующие миграции УВ, могут значительно снизить эффективность покрышек.

• Характеристики резервуаров в пределах перспективных структур,

которые определяют объёмы улавливаемых УВ.

Контуры некоторых структур и месторождений, которые более или менее достоверно известны, обозначены в табл. 1. Для неразведанных блоков, где нет названия структур, они были оценены исходя из геологических условий и результатов моделирования.

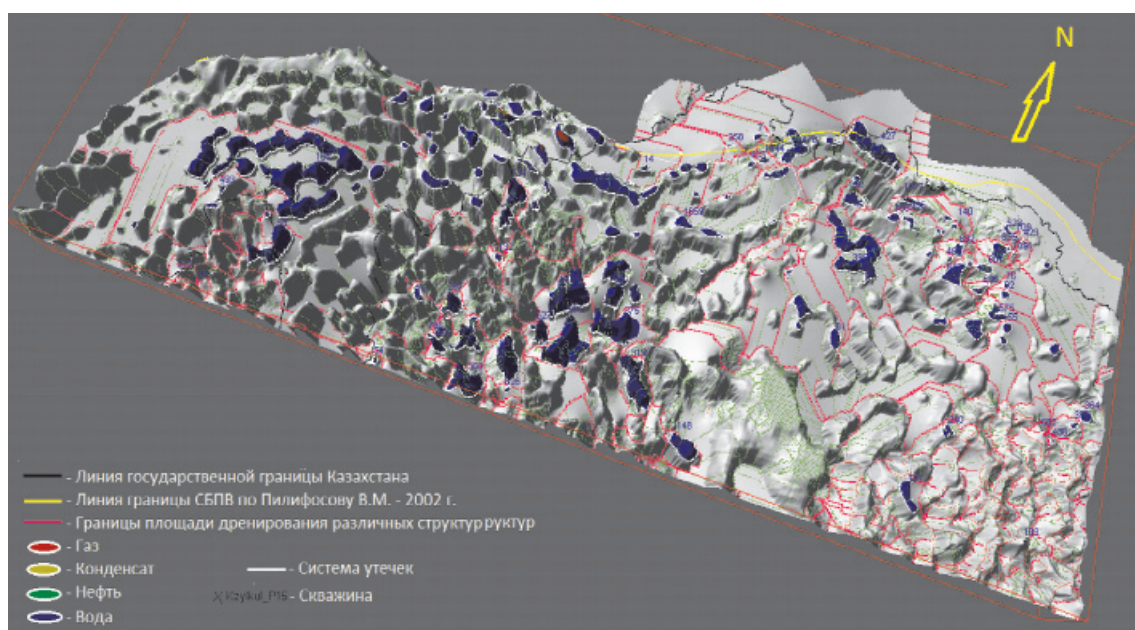
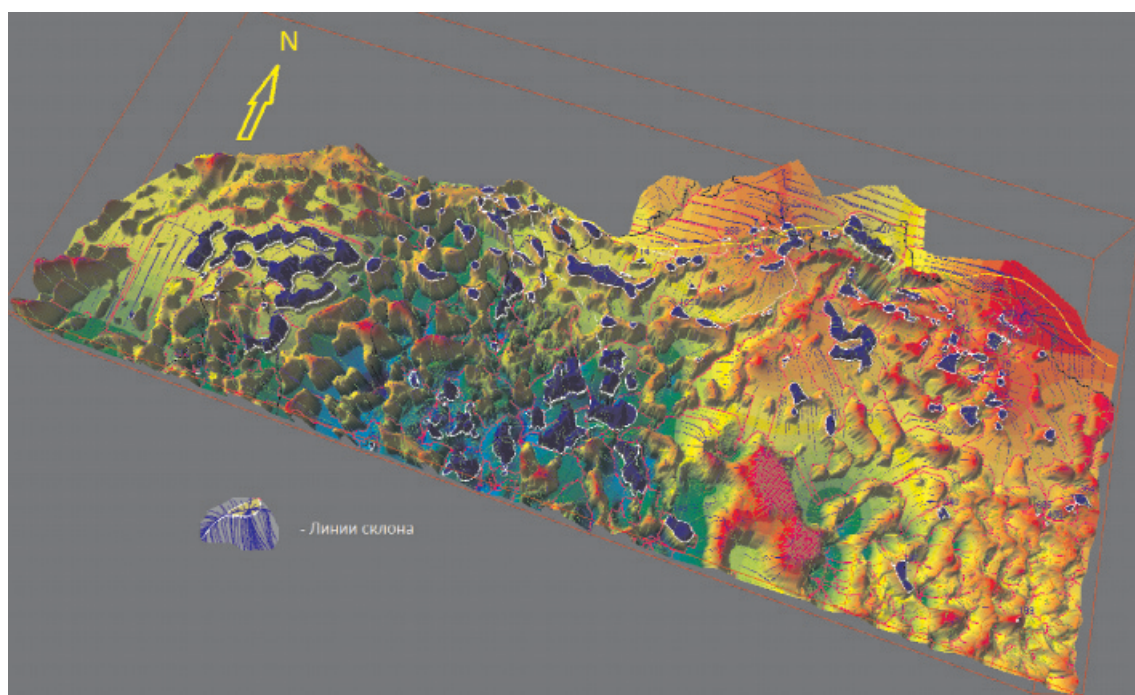


Рис. 6. Расположение систем утечек и площади дренирования различных структур для горизонта V

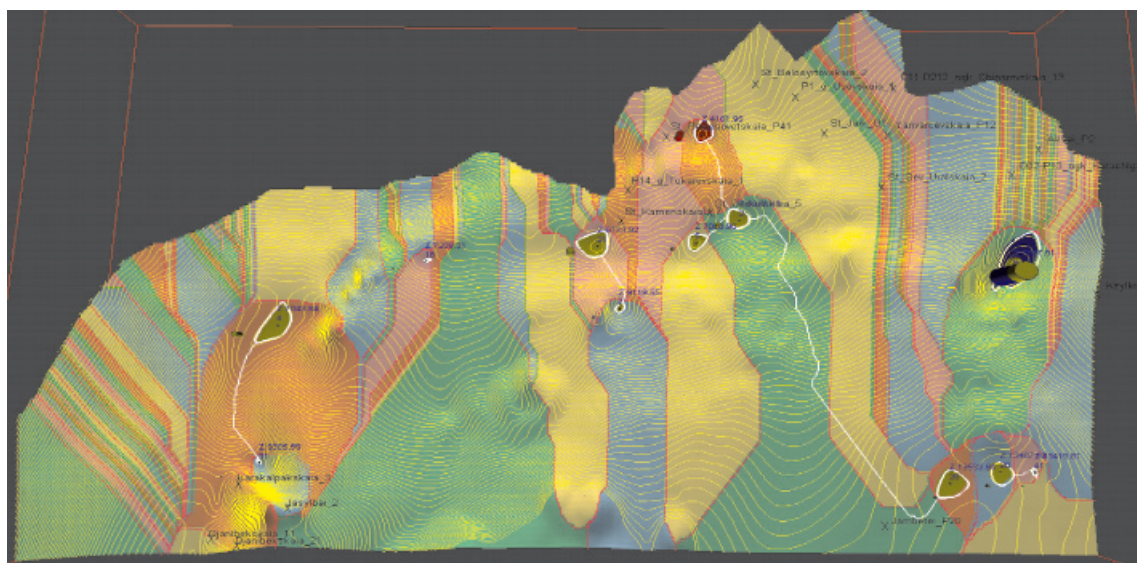
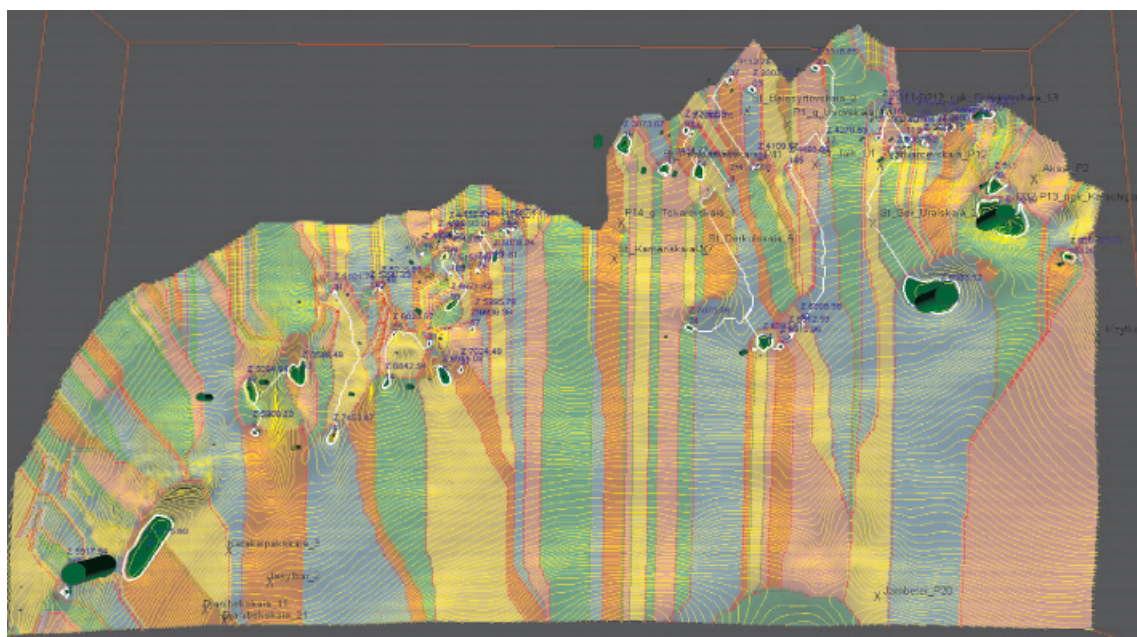
Таблица 1

Оценка перспективных геологических ресурсов северной бортовой зоны
Прикаспийского бассейна (опорных горизонта П₃, П₂, П₁, V)

Гори- зонт	Наименование струк- туры/месторождения	Поряд- ковый, но мер струк- туры	Условно принятая эффе- ктив- ная покрыш- ка, %	Геологические ресурсы УВ в ловушках, млн. м³			Общая масса УВ аккумуляированная из нефтематерин- ских пород в кровле площадей дрениро- вания, тыс. т
				в газоо- бразной фазе	в жид- кой фазе	в крити- ческой фазе	
1	2	3	4	5	6	7	8
П ₃		19	30	177,81	0	0	83470,29
		6	30	0	0	115,33	55817,92
		2	30	0	0	70,35	33304,91
		5	30	0	0	22,16	10563,69
		29	30	0	0	12,98	8259,35
		26	30	0	0	12,61	7634,14
		41	30	0	0	0,08	47,5
		21	30	0	0	174,99	93474,91
П ₂	«ПАТША»	2	30	0	350,43	0	233296,44
	Карачаганак	12	30	0	232,31	0	165150,59
		99	30	0	13,6	0	11827,31
		34	30	0	25,84	0	15845,96
	Вост. Первосоветская	64	30	0	12,87	0	8505,67
	Первосоветская	11	30	0	11,9	0	8921,97
		35	30	0	7,97	0	5120,07
	Ащисайская	65	30	0	7,17	0	4771,97
	Рожковская	7	30	0	3,65	0	2400,9
		97	30	0	2,87	0	1890,52
		24	30	0	2,28	0	1507,85
		88	30	0	1,22	0	1086,42
		Чинаревское	116	30	0	1,1	0
29			30	0	0,52	0	339,76
Петровская		84	30	0	0,71	0	558,06
Рубежинская		17	30	0	0,51	0	323,63
		9	30	0	0,38	0	236,13
		25	30	0	0,28	0	162,73
Кутяковская		3	30	0	0,24	0	152,1
Дарьинское		145	30	0	0,14	0	124,84
		126	30	0	0,04	0	29,82
П ₁	Тепловская	1	100	28,15	0	0	12659,99
	Краснопартизанская	18	100	7,65	0	0	3361,95
		48	100	1,48	0	0	712,56
	Первосоветская	6	100	1,27	0	0	565,64
		31	100	0,9	0	0	392,69
		51	100	0	0,03	0	16,71
		24	100	0	0,03	0	16,8
		46	100	0	0,01	0	5,43
		57	100	УВ отсутствуют			0
	Чинаревская	62	100	УВ отсутствуют			0
		5	100	0	42,54	0	22824,56
		100	100	0	2,47	0	1312,91
		27	100	0	1,6	0	879,93
	Карачаганак	20	100	0	34,59	0	18991
		35	100	0	0	0,43	221,98

Окончание табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8
		60	100	0	0	0,7	353,85
		11	100	0	0	0,61	339,26
		13	100	0	0	81,46	40256,31
		42	100	0	0	81,95	45477,75
		37	100	0	0	5,66	2881,65
V	УВ отсутствуют, во всех структурах пластовая вода						0
Всего ресурсы по казахстанской части (СБЗ)			217,26	757,3		579,31	906 809,81
ИТОГО ресурсы по моделируемому блоку (СБЗ)			832,04	1 629,39		734	

Рис. 7. Структурная карта горизонта P_3 и перспективные объектыРис. 8. Структурная карта горизонта P_2 и перспективные объекты

Оценка факторов, контролирующих перспективность структур

Для каждого из четырех потенциально перспективных горизонтов (P_3 , P_2 , P_1 и V) оценка параметров, используемых при расчетах перспектив нефтегазоносности проводилась следующим образом.

Перспективный опорный горизонт P_3

Отложения, приуроченные к опорному горизонту P_3 непосредственно «подпитываются» из додевонских нефтематеринских толщ. В результате, эффективность миграции принята как 30% от объемов УВ, эмигрировавших из очагов расположенных в пределах площадей дренирования различных структур. Полученные для каждой структуры объёмы даны в табл. 1 (согласно результатам 3D моделирования):

- На моделируемом блоке, УВ эмигрировавшие из нефтематеринской толщи достигают горизонта P_3 , но часть мигрируют дальше.
- Меньшие по размерам структуры на модели нарушены слабо или не нарушены разрывными нарушениями, что способствует улучшению в их пределах эффективности покрышек и сохранности аккумулированных УВ.

Перспективный опорный горизонт P_2

За источник УВ для толщи по горизонту P_2 принимались девонские, бобриков-

ско-кизеловские и верейские нефтематеринские толщ.

- Таким образом, коэффициент эффективности миграции принимался за 30%. Полученные для каждой структуры объёмы даны в табл. 1.

- Миграция происходит из южного очага генерации бассейна, где эмиграция начинается из додевонских нефтематеринских толщ. Эффективность покрышек в данной части разреза приняты как 30%. Параметры и результаты (табл. 1) отображают принятую систему процессов моделирования, которая при других исходных данных может меняться.

Перспективный опорный горизонт P_1

При расчетах для толщ, приуроченных к горизонту P_1 источниками УВ так же считаются девонские, каменноугольные (бобриковско-кизеловские, верейские) и пермские (артинские) нефтематеринские толщ, но основным источником генерации по принятой системе для всех выявленных месторождений газа в СБЗ являются артинские нефтематеринские породы, о чем свидетельствуют имеющиеся за бортовые части СБЗ месторождения газа. Полученные для каждой структуры объёмы даны в табл. 1.

- Эффективность покрышки для данного горизонта принята как 100% в связи с присутствием регионального флюидоупора в виде отложений кунгурской соли.

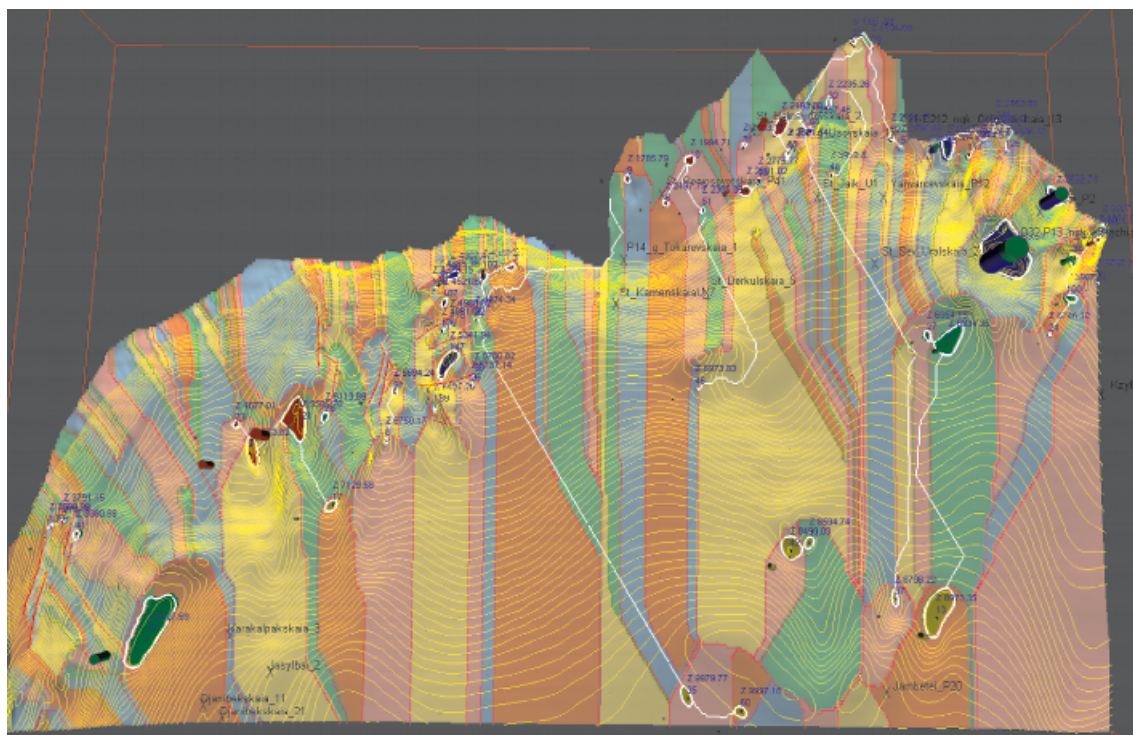


Рис. 9. Структурная карта горизонта P_1 и перспективные объекты

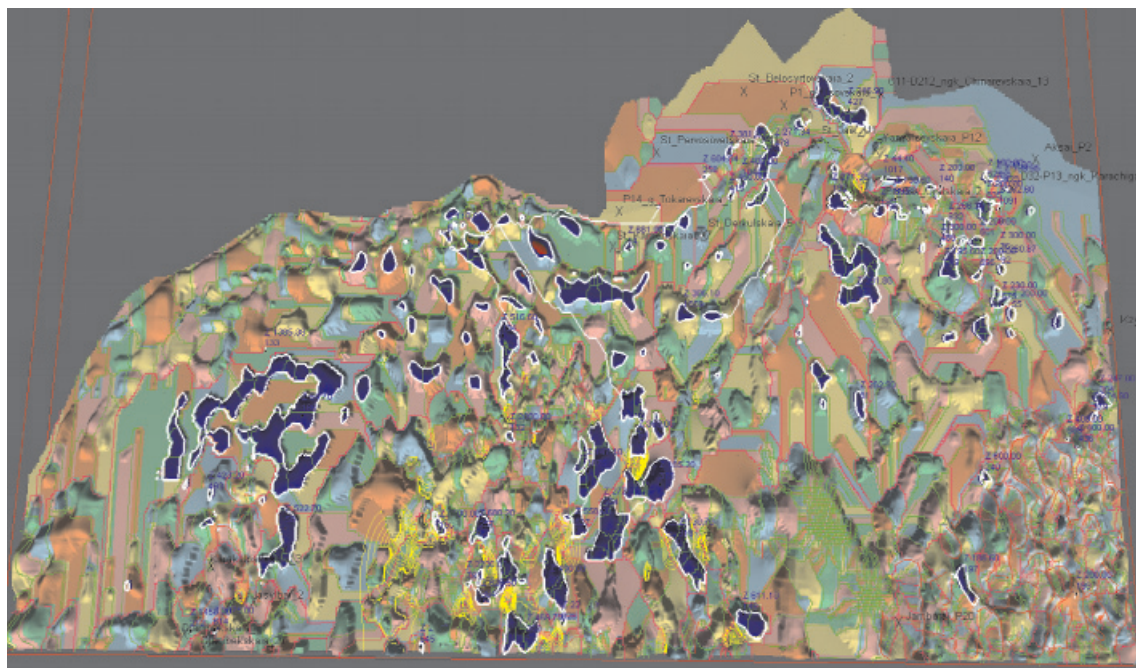


Рис. 10. Структурная карта горизонта V и перспективные объекты

● Оценка, выполненная с использованием данных значений (табл. 1), согласуется с наличием нефтепроявлений в данном регионе.

Перспективный опорный горизонт V

Согласно имеющимся геохимическим данным все нефтематеринские породы надсолевой части СБЗ являются незрелыми и недостаточно прогретыми. Имеющие проявления УВ могут быть связаны только с перетоками из подсолевой части комплекса. Соответственно результаты моделирования показывают, что УВ по V горизонту не выявлены. Это может быть связано с удаленностью от источника генерации. Полученные для каждой структуры объемы представлены в табл. 1.

Результаты расчетов показывают, что эффективность миграции для горизонта V является недостаточной для скопления УВ. Коэффициент эффективности покрышки принимается за 30%. Оценка, выполненная с использованием данных значений (табл. 1) согласуется с общепринятым мнением, что в настоящее время не выявлено промышленных скоплений УВ в надсолевой части.

Выполненные расчёты позволили оценить геологические ресурсы для каждой области дренирования в тыс. т. Однако полученные результаты представляются нам заниженными, что возможно связано с вводными данными по содержанию органического вещества в материнских породах. Кроме того, в модели не учтены перспек-

тивные структуры палеозойского комплекса, которые были выявлены в пределах Кобланды-Тамдинской тектонической ступени Аксайского блока. Результирующее ранжирование структур показано на рис. 11. Полученные результаты моделирования показывают, что без учета факторов риска (покрышка, тектонические нарушения и т.д.) наиболее перспективными структурами СБЗ представляются:

● по горизонту P_3 – структура 21 (гл. ~ 6774 м), 19 (гл. ~ 4162 м) и 6 (гл. ~ 7928 м).

● по горизонту P_2 – структуры 2 «Патша» (гл. ~ 6984 м), 34 (гл. ~ 6883 м) и 64 (гл. ~ 3666 м) которая совпадает с районной известной структурой Восточная Первосоветская.

● по горизонту P_1 – структуры 42 (гл. ~ 8490 м), 13 (гл. ~ 8973 м) и 5 (гл. ~ 6934 м).

Учитывая, что в настоящее время доступное для бурения глубины составляют 7000–7500 м представляется возможным для дальнейшего геологического изучения и опоскования структуры № 5 по горизонту P_1 , структуры № 64, 34, 2 («Патша») по P_2 и структуры – № 19, 21 по P_3 . Кроме того, особый интерес представляет девонский комплекс месторождения Карачаганак и сопредельные с ним структуры Аксайского блока, а также Кобланды-Тамдинского блока.

По данным моделирования нефтебортные площади надсолевого комплекса северной бортовой зоны не достигли зон развития эмиграции УВ.

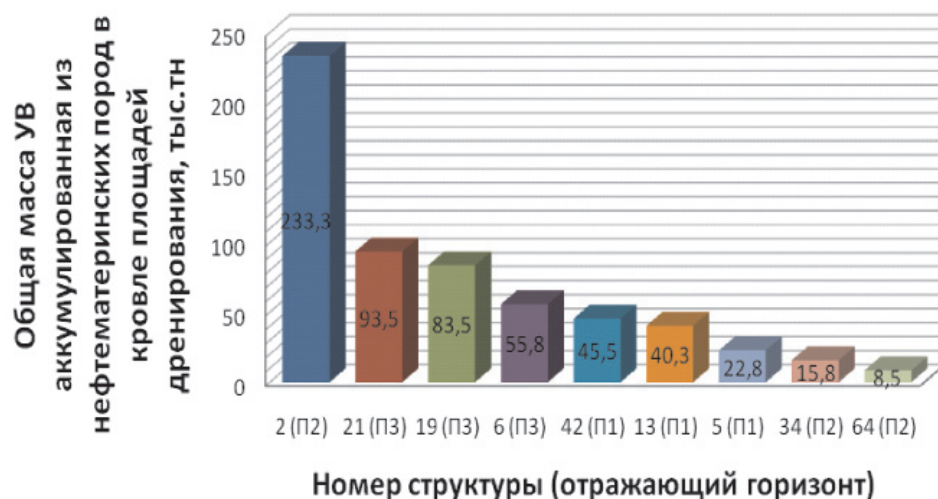


Рис. 11. Ранжирование площадей по степени перспективности. Общая масса УВ аккумулярованная из нефтематеринских пород в кровле площадей дренирования, тыс. т

Выводы

- В целом, северная бортовая зона Прикаспийского бассейна является одним из перспективных регионов бассейна, где выявлены крупные месторождения нефти и газа. Докунгурский осадочный чехол несет более высокий нефтегазогенерационный потенциал и является привлекательным в части разведки по сравнению с надсолевым комплексом.

- Наблюдается некоторая закономерность размещения природных резервуаров. Во внешней прибортовой зоне преобладают месторождения в девонских отложениях (Зап.Вишневское, Приграничное, Ростошинское, Зайкинское), в районе Тепловско-Токаревской зоны в основном продуктивными являются отложения нижней перми (артинский/филипповский ярусы), тогда как ближе к внутренней прибортовой зоне преобладают месторождения каменноугольного возраста.

- Породы-коллекторы представлены карбонатными отложениями различных фаций: шельфовые, рифовые, атолловые, склоновые фации. В то время как терригенный комплекс, в основном встречающийся в надсолевых отложениях, состоит из склоновых фаций. Соляная тектоника, активизировавшаяся в триасовое время, способствовало образованию различных типов ловушек внутри всей надсолевой толщи и верхней перми.

- Результаты моделирования показывают, что миграция УВ происходит только в подсолевой части, что подтверждается произведенной количественной оценкой.

- Основными причинами отсутствия УВ в надсолевой части — это незрелость материнских пород. Наличие здесь промышленных скоплений УВ может являться перетоками из подсолевой части по наличию возможных разрывных нарушений и из безсолевых мульд.

- Основная миграция УВ происходит из додевонских, девонских, бобриковско-кизельовских и верейских нефтематеринских свит.

- Миграция УВ происходит из центра впадины (очага генерации) бассейна в периферийную часть (бортовая зона).

- Модель прогнозирует по горизонту P_3 в основном конденсат, по горизонту P_2 жидкие УВ и по горизонту P_1 в основном газообразные. Отсутствие газа на гигантском месторождении Карачаганак может объясняться возможным отсутствием в существующей на данный момент модели разрывных нарушений в данной области. Именно долгоживущие разломы, по всей вероятности, и являются глубинными источниками подпитки природного резервуара каменноугольно-пермского возраста. Девонский резервуар, на данный момент слабо изучен. Результаты последних проведенных на месторождении сейсморазведочных работ 3Д, возможно внесут ясность в обновленную геологическую модель этого уникального месторождения.

Сходимость априорной геологической информации и данных, полученных в результате обработки данных тепловизионной съемки, позволяет с достаточной достоверностью осуществить перспективный прогноз продуктивности подсолевой толщи девона в пределах месторождения Карачаганак.

Перспективность эйфельско-франского карбонатного комплекса, доказанная на основании данных бурения скважины D-1, побудила автора и специалистов ТОО «MunayGorizont» – И.В. Глущенко, Т. Сулейменова опробовать технологию тепловизионной геотомографии (ТТГ) для оценки ее возможности проведения ретроспективного и перспективного прогнозов УВ-насыщенности в пределах продуктивных и глубоких горизонтов месторождения Карачаганак: ретроспективный – для стратиграфического интервала P_1-C_1 ; перспективный – для отложений девонской толщ, включая подсолевые (D_2 ef-bs). Следует подчеркнуть, что результаты исследований, приведенные в этом обзоре, являются предварительными, и требуют дальнейшего осмысления. Но, тем не менее, они будут интересны для специалистов, с точки зрения прогноза нефтенасыщенности продуктивных горизонтов природных резервуаров, определения зон подпитки УВ.

Данная технология разработана в «Специальном центре аэрокосмических технологий» – SCAST (г. Днепропетровск, Украина) для изучения структуры геосреды, а также как метод выявления в ней термодинамических аномалий, которые являются тепловыми прообразами залежей УВ различной геологической природы; технология фиксирует также каналы подпитки залежей УВ и пита-

ющие резервуары на практически любой заданной глубине. Физической основой ТТГ является постулат, согласно которому излучаемая тепловая энергия (в виде эндогенного теплового потока), которая представлена непрерывным спектром электромагнитных волн, выражается физическим параметром, именуемым радиационная (радиояркая) температура.

Известно, что нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак изучено скважинами до отложений эйфельского и бийского ярусов, средняя глубина залегания которых незначительно превышает –6000 м. Подавляющее большинство указанных скважин являются продуктивными в стратиграфическом диапазоне C_2 в– D_3 fm. Вторая группа глубоких скважин с диапазоном глубин 5200–6300 м (15, D-1, D-2, D-4, D-5, DR-6) вскрывает подошву фаменского яруса, с не промышленной продуктивностью или ее отсутствием, за исключением скважин 15 и D_1 (наиболее глубоких во второй группе). Скважина D-1 Карачаганак на глубине минус 5750 м из песчаников живетского яруса (D_2) дала приток нефти дебитом 55 м³/сутки, а из бийских отложений (D_2 ef-bs) на глубине –6190 м – нефть дебитом 113 м³/сутки.

Используя геотермический 3D-куб, полученный по данным спутника «LandSat-8» (съемка 2014 года) по технологии ТТГ, нами были выполнены:

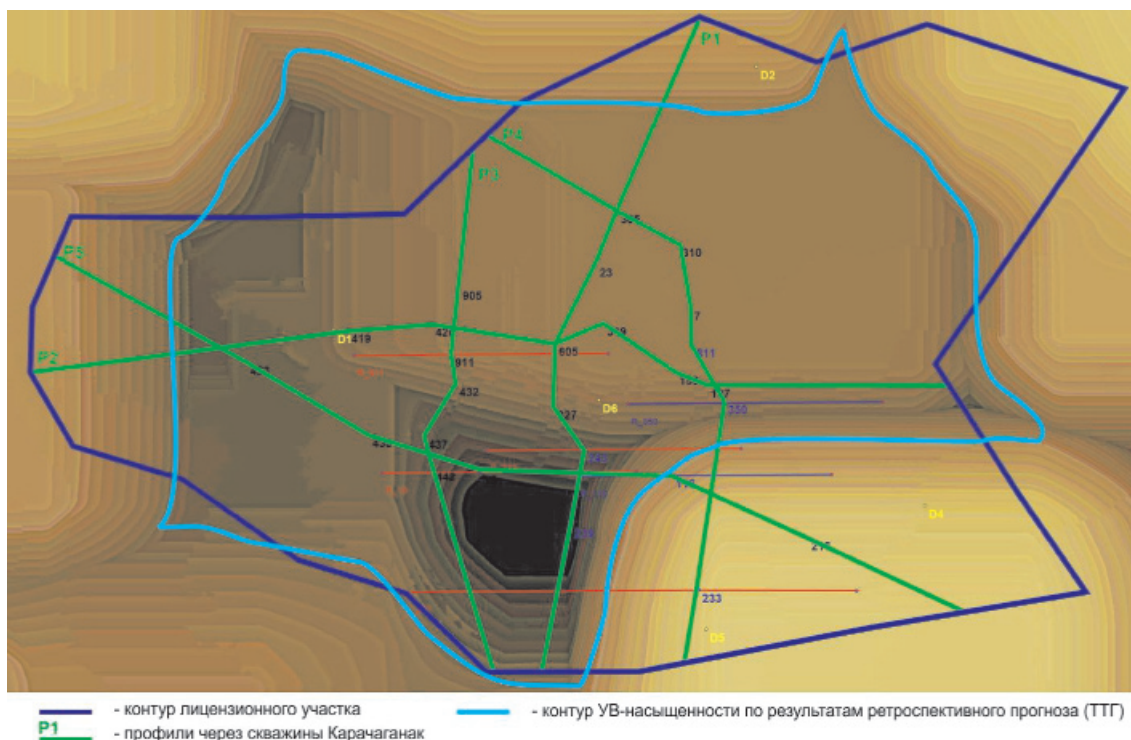


Рис. 12. Результаты ретроспективного прогноза по данным геотермического куба 3D на уровне –4600 м

Ретроспективный прогноз УВ-насыщенности каменноугольных отложений (включая башкирский ярус среднего карбона

(С₂В); для этого были построены горизонтальные срезы 3D-куба на уровнях –4600 и –5200 м, которые представлены на рис. 12 и 13;

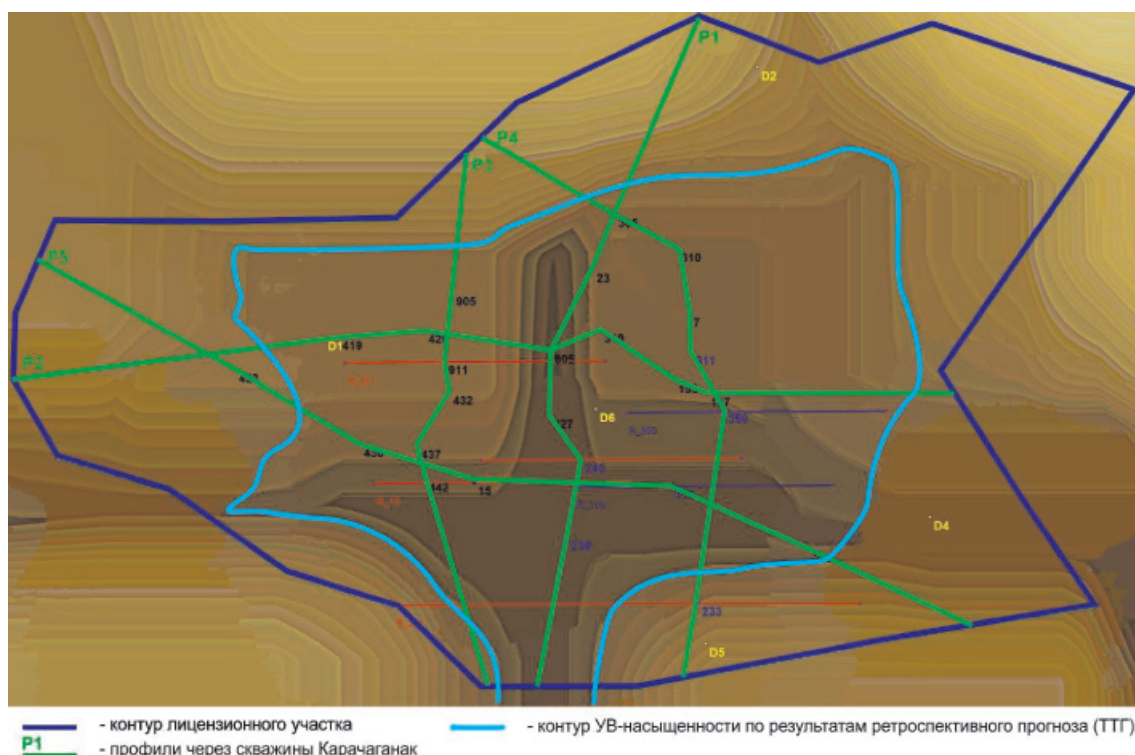


Рис. 13. Результаты ретроспективного прогноза по данным геотермического куба 3D на уровне –5200 м

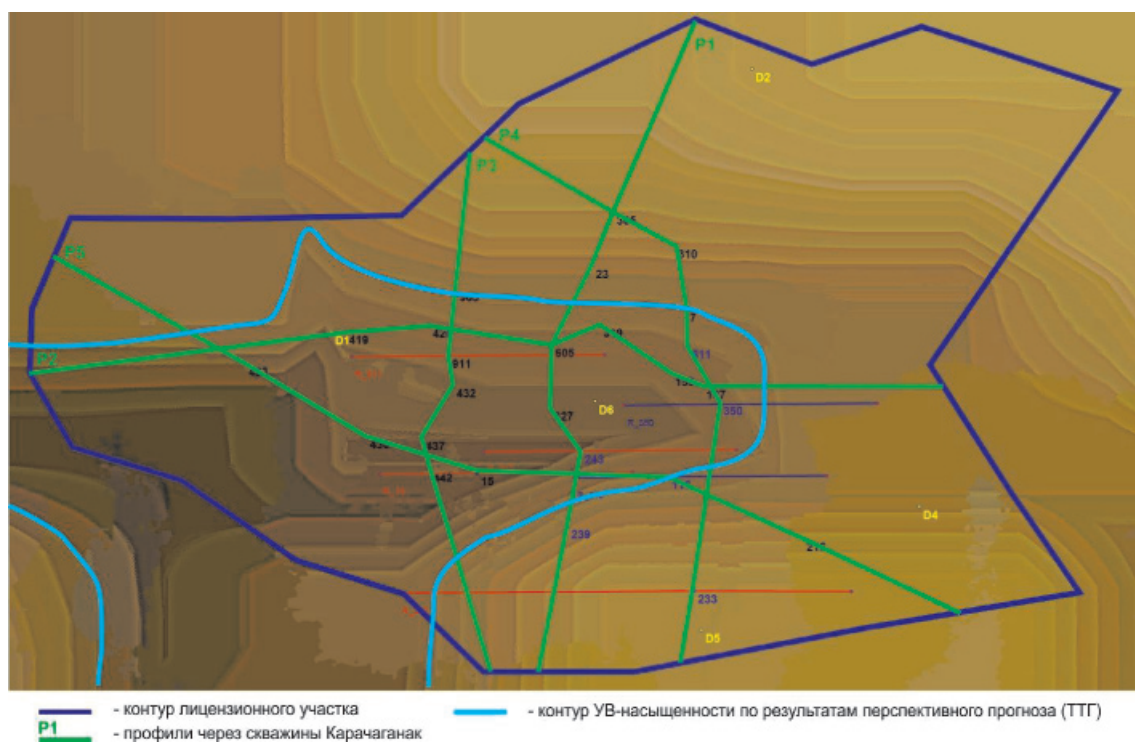


Рис. 14. Результаты перспективного прогноза по данным геотермического куба 3D на уровне –6800 м

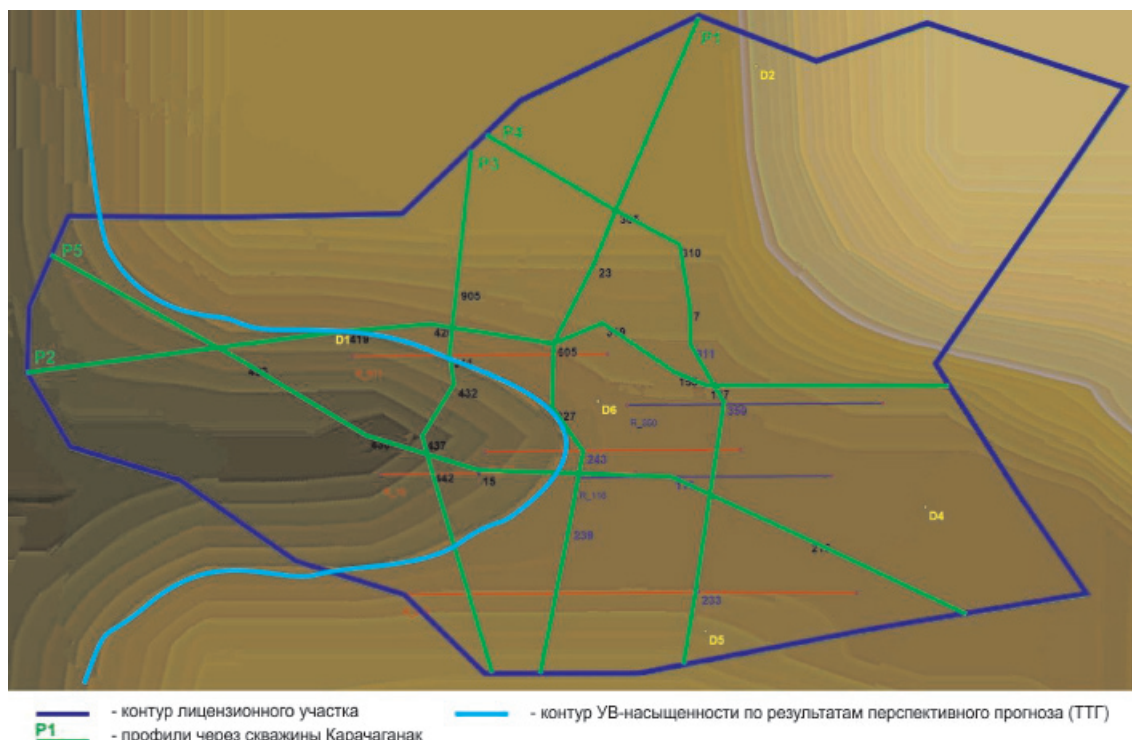


Рис. 15. Результаты перспективного прогноза по данным геотермического куба 3D на уровне –8400 м

Перспективный прогноз УВ-насыщенности девонских отложений на основе горизонтальных срезов 3D-куба на уровнях: –6800 –8400 м, представленных на рис. 14, 15.

Для обобщенного анализа также использованы предоставленные данные о дебитах продуктивных скважин, сгруппированных по 5 профилям в пределах месторождения:

1. P1 (скважины 305, 23, 605, 327, 243, 239).
2. P2 (скважины 419, 420, 605, 319, 153, 107).
3. P3 (скважины 905, 911, 432, 437, 442).
4. P4 (скважины 310, 7, 811, 350, 233).
5. P5 (скважины 423, 436, 15, 116, 216).

Ретроспективный прогноз

Интегральный анализ геологической информации (рис. 16–20) и результатов тепловизионной съемки, в представлении результатов цифровой обработки в рамках ТТГ, на примере слайса –4600 м (рис. 12), позволяет сделать следующие важные, на наш взгляд, выводы:

- Данные о дебитах скважин, пробуренных в пределах месторождения Карачаганак, удовлетворительно согласуются с данными, полученными по ТТГ, по параметру теплового контраста (радиационной температуры), что выражается в следующем:

- По профилю P1, в направлении северо-юг (от скв. 305 к скв. 239), в то время как

суммарные дебиты УВ увеличиваются, значения теплового контраста уменьшаются, что соответствует общефизическим представлениям (закономерностям) о большей задержке теплового потока, фиксируемого на поверхности, в насыщенных УВ интервалах геологического разреза. Исключение составляет скважина 23, в которой по данным опробования зафиксирован аномально низкий дебит УВ.

- По профилю P2, в направлении запад-восток (от скв. 419 к скв. 107) суммарная продуктивность скважин колеблется в пределах, соответствующих тепловому контрасту, за исключением аномально низкого его значения в скв. 419, в которой по геологическим данным зафиксирован аномально низкий дебит.

- По профилю P3, в направлении северо-юг (от скв. 905 к скв. 442), где зафиксирован закономерный переход от зоны средних суммарных дебитов к повышенным. На горизонтальном срезе геотермического куба отмечается закономерный переход в ярко выраженную «холодную зону» низкого теплового контраста.

- По профилю P4, в направлении северо-юг (от скв. 310 к скв. 233), удовлетворительно согласуются данные по скважинам 310, 811 и 350. Однако, по необъяснимым

в рамках имеющихся геологических данных причинам, из закономерности «выпадают» скв. 7 (аномально высокий контраст для низкого дебита), а также скважина 233, которая попадает в блок высокого контраста, что не согласуется с общей теплофизикой.

- По профилю Р5, в направлении запад-восток (от скв. 423 к скв. 216), по аналогии с профилем Р4 из общей закономерности «выпадает» скв. 216, которая, как и скв. 233, попадает в блок высокого контраста при высоком ее суммарном дебите.

- Поскольку прогнозные контуры продуктивности месторождения Карачаганак на уровнях –4600 и –5200 м совпадают с незначительными отклонениями (рис. 12, 13), то в детальном анализе соответствия теплового контраста геологическим данным, на наш взгляд, нет необходимости.

- Некоторые отмеченные несоответствия в тепловом поле среза –4600 м данным о суммарных дебитах скважин месторождения могут быть связаны с неполной геологической информацией, а именно, с отсутствием данных о времени (дате), когда зафиксированы дебиты в той или иной скважине.

- Важным результатом, полученным по ТТГ, является контрастная «холодная» аномалия, зафиксированная в южной части контура лицензии. В пределах аномалии пробурена только скважина 239 с высоким

средним дебитом, что позволяет считать зону аномалии высокоперспективной для дальнейшей разведки бурением. Описанная аномальная зона укладывается в более обширную, с несколько меньшим тепловым контрастом, зону, отображаемую на горизонтальном срезе –5200 м.

- Отмеченная сходимость априорной геологической информации и данных, полученных в результате обработки данных тепловизионной съемки, позволяет с достаточной достоверностью осуществить перспективный прогноз продуктивности подсолевой толщи девона в пределах месторождения Карачаганак.

Перспективный прогноз

Результаты описанного выше ретроспективного прогноза УВ-насыщения, по сути, являются результатами калибрования обработанных в рамках ТТГ тепловизионных данных. Следовательно, чем выше сходимость данных различных методов на этапе калибрования, тем выше достоверность перспективного прогноза.

Результаты перспективного прогноза УВ-насыщения представлены горизонтальными срезами геотермического куба 3D на абсолютных уровнях минус 6800 м (рис. 14) и минус 8400 м (рис. 15). Уровни данных горизонтальных срезов соответствуют отложениям эйфельско-живетского карбонатного комплекса.

Скважина/ дебит	Дебит газа, тыс. м ³ /сут	Дебит ЖВ, тонн/сут
№305	345	390
№23	100	75
№605	481	224
№327	415	520
№243	1492	646
№239	978	469

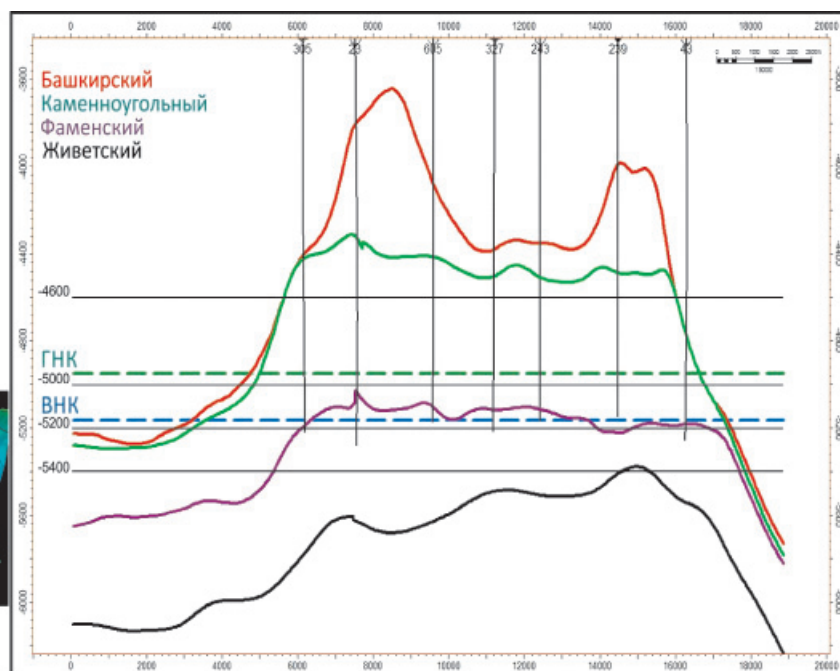
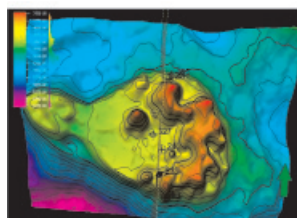


Рис. 16. Обобщенные данные о продуктивности скважин месторождения Карачаганак по профилю Р1

Анализ полученных материалов позволяет сделать следующие обобщения:

• В пределах месторождения Карачаганак прогнозируемые контуры УВ-насыщения по мере увеличения глубины среза постепенно смещаются на юго-запад относительно зоны пробуренных продуктивных скважин. Прогнозные

контуры максимального насыщения также смещаются на юго-запад, что, возможно, связано со смещением структурных планов.

• В восточную часть прогнозного поля продуктивности по эйфельско-живетскому комплексу попадает только часть пробуренных скважин (рис. 14, 15).

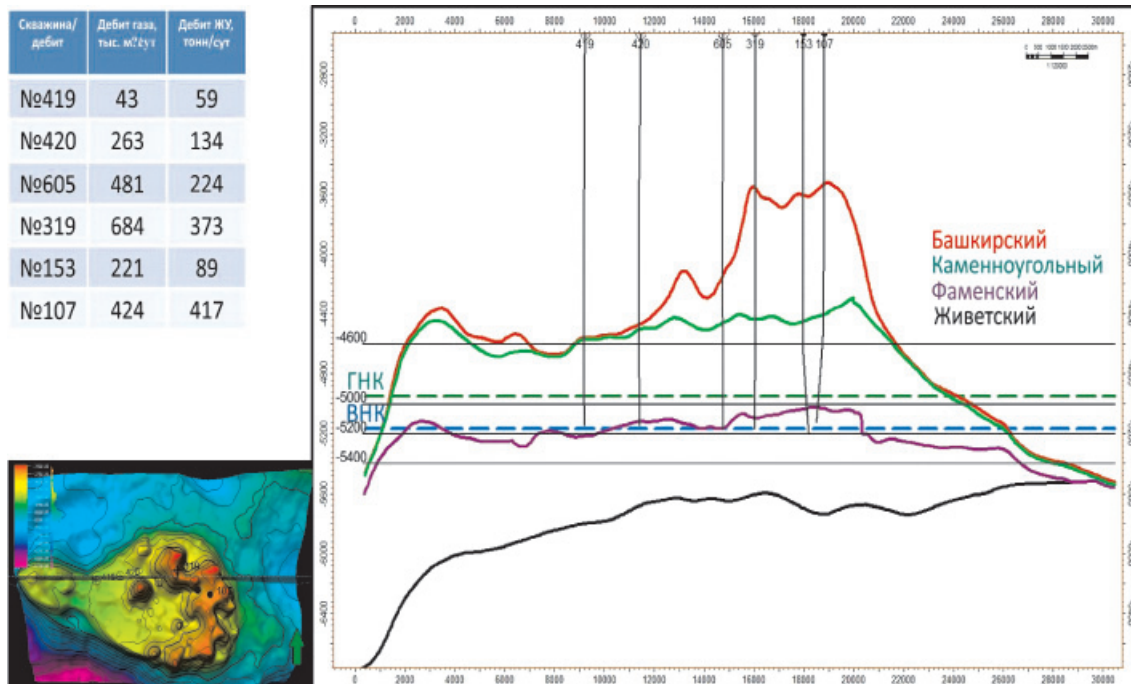


Рис. 17. Обобщенные данные
о продуктивности скважин месторождения Карачаганак по профилю P2

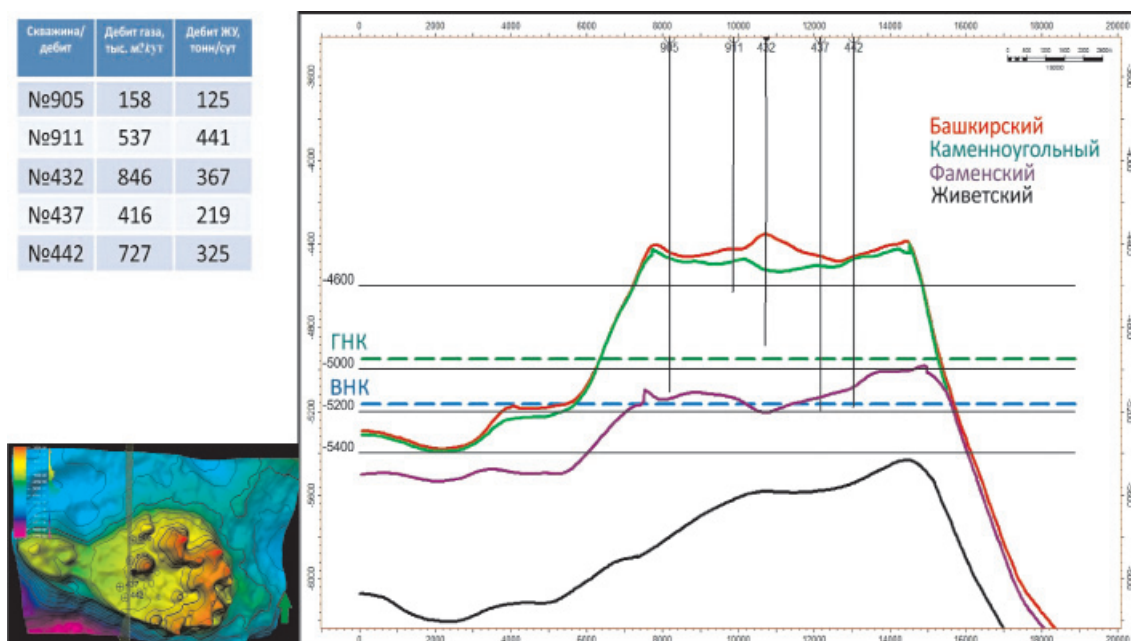


Рис. 18. Обобщенные данные
о продуктивности скважин месторождения Карачаганак по профилю P3

Скважина/ дебит	Дебит газа, тыс. м³/сут	Дебит ЖУ, тонн/сут
№310	392	408
№7	50	52
№811	657	548
№350	1326	231
№233	1366	660

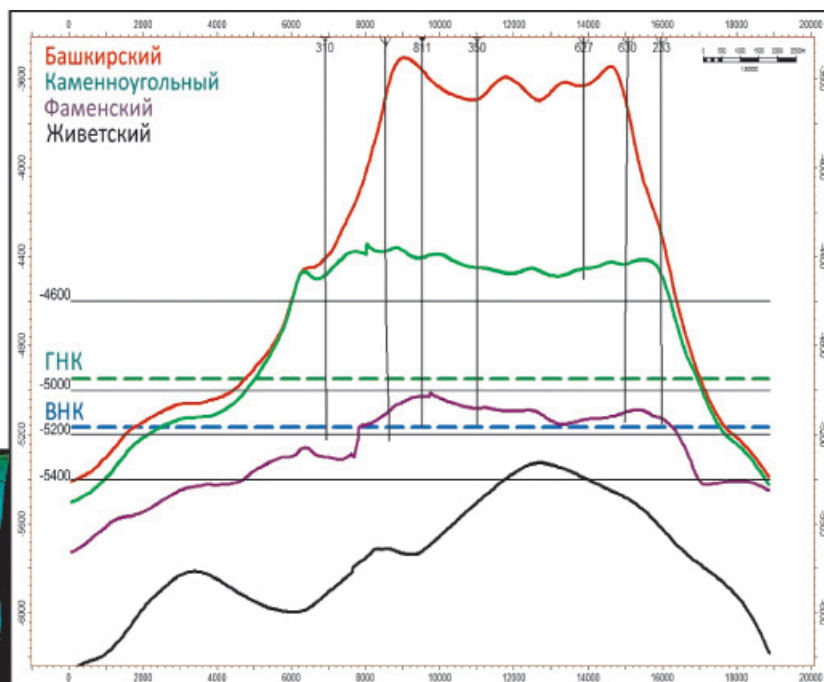
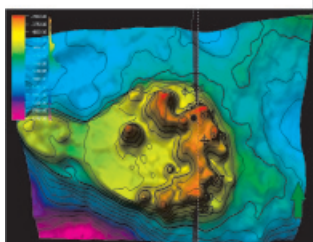


Рис. 19. Обобщенные данные
о продуктивности скважин месторождения Карачаганак по профилю Р4

Скважина/ дебит	Дебит газа, тыс. м³/сут	Дебит ЖУ, тонн/сут
№423	401	306
№436	8	15
№15	564	460
№116	1172	776
№216	518	323

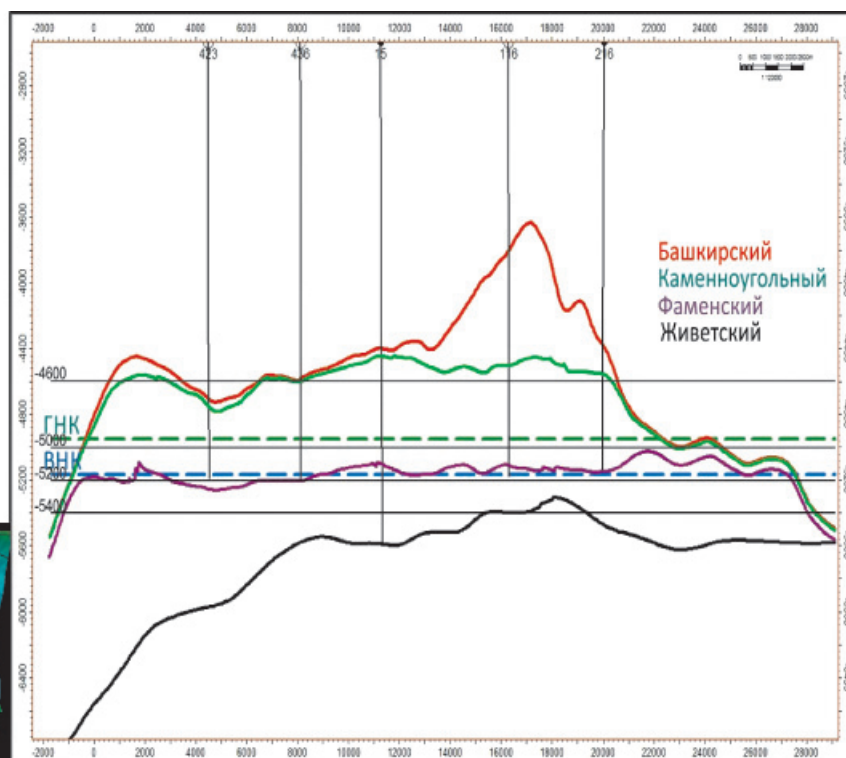
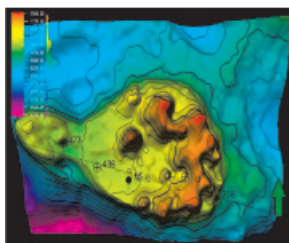


Рис. 20. Обобщенные данные
о продуктивности скважин месторождения Карачаганак по профилю Р5

• На уровне –5200 м отмечается крестообразная аномалия, свидетельствующая о наличии зоны подпитки в интервале глубин 5200–6200 м с увеличенной нефте-

насыщенностью в ее пределах. Скважина D-6 находится в краевой зоне аномалии, с непромышленными притоками в этом интервале. Скважина D-1 на глубине минус

5750 м из песчаников живетского яруса (D_2) дала приток нефти дебитом $55 \text{ м}^3/\text{сутки}$, а из бийских отложений ($D_2 \text{ ef-bs}$) на глубине -6190 м – нефть дебитом $113 \text{ м}^3/\text{сутки}$.

● Прогнозный контур УВ-насыщения на уровне -8400 м раскрывается на запад, что может свидетельствовать о наличии продуктивной зоны на юго-запад от месторождения Карачаганак, которая требует доизучения тепловизионной съемкой.

В заключение подчеркнем, что предварительные результаты, полученные при сопоставлении тепловизионных аномалий с промысловыми данными по скважинам на месторождении Карачаганак, имеют высокую сходимость. Это позволяет надеяться, что использование метода ТТГ может иметь большое значение для решения задач изучения глубоко-залегающих палеозойских комплексов и, без-

условно, повлечет за собой открытие новых месторождений УВС как в Прикаспийской впадине, так и других осадочных бассейнах.

Результаты бассейнового моделирования восточного борта Прикаспийской впадины

Восточная бортовая зона Прикаспийской впадины является одной из перспективных областей для поисков в подсолевых и надсолевых отложениях месторождений нефти и газа. На этой территории сконцентрированы значительные объемы поисковых и разведочных работ. В целом восточная бортовая зона хорошо изученный регион Прикаспийского бассейна, где обнаружен ряд крупных подсолевых и средних, и небольших надсолевых месторождений нефти и газа.

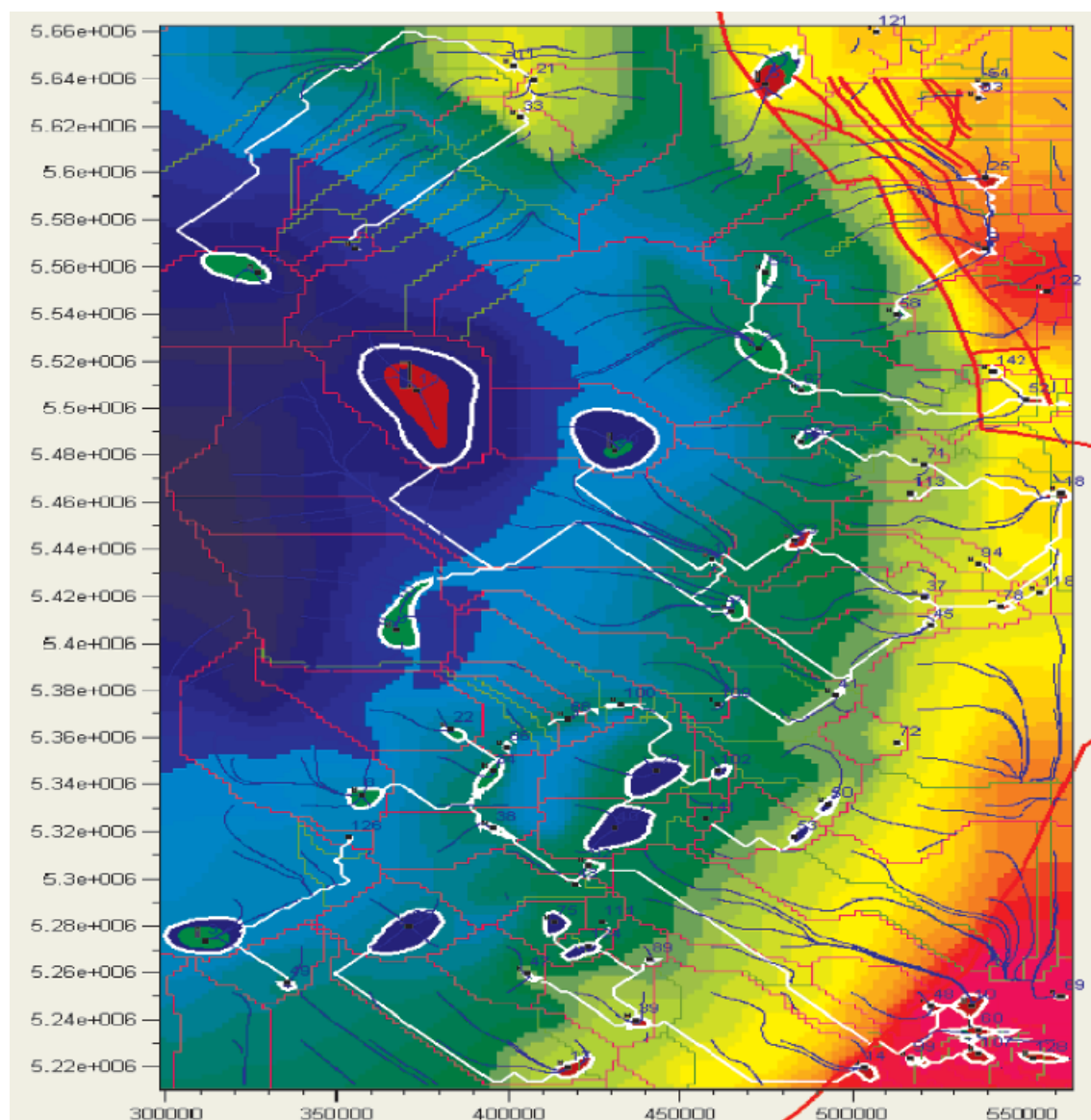


Рис. 21. Результаты миграции по P_1 (2D карта)

Предварительная модель показала, что ранее выявленные месторождения совпадают с данными, полученными в результате моделирования. На данном этапе, система определена тремя нефтематеринскими толщами. Система наполняет структуры резер-

вуарных слоев 100 % объемом вытесненных углеводородов из выбранных нефтематеринских пород. Эти 100% соответствуют коэффициенту эффективности миграции. В ходе моделирования принят коэффициент на 10%, после чего был запущен расчет.

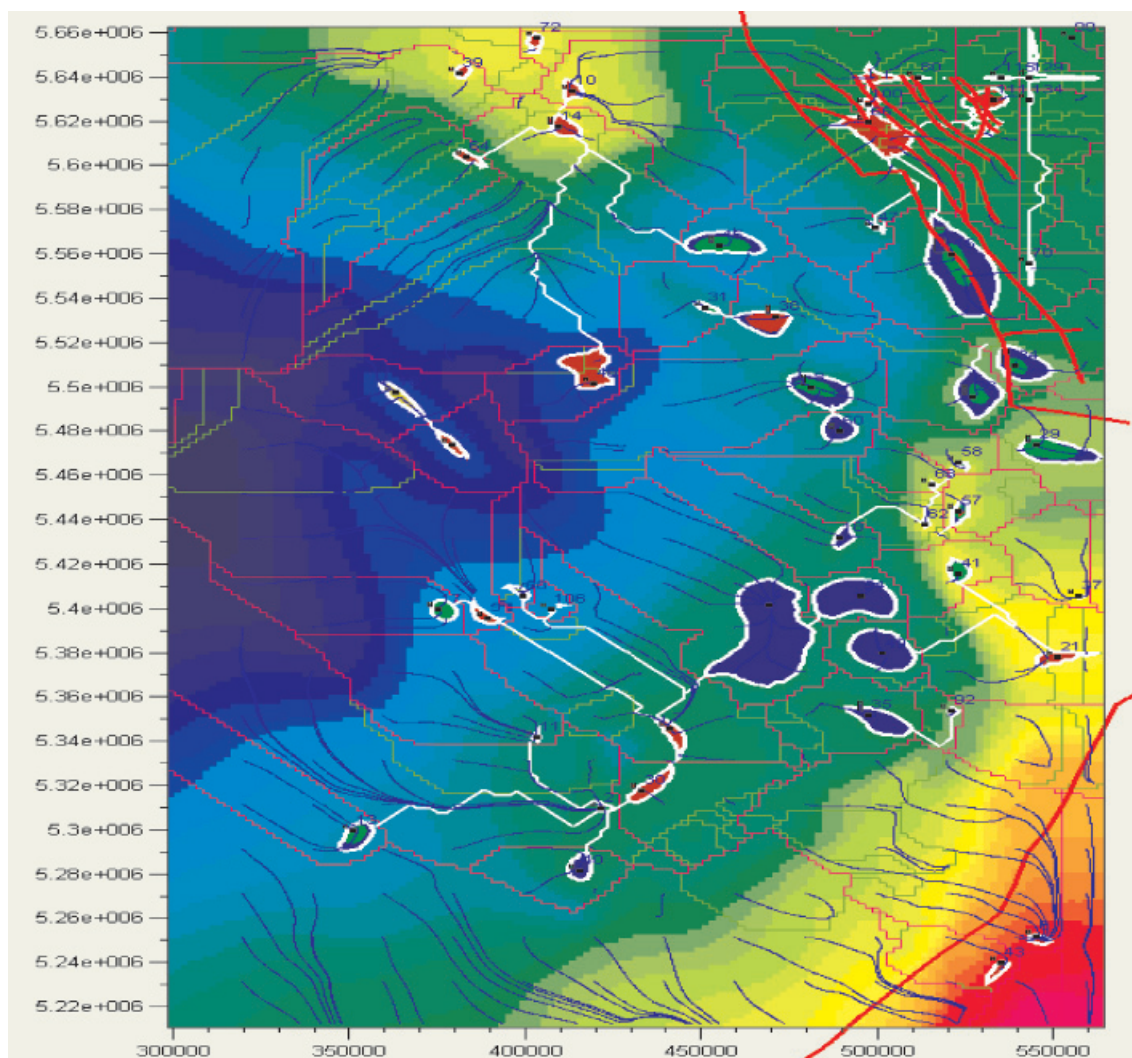
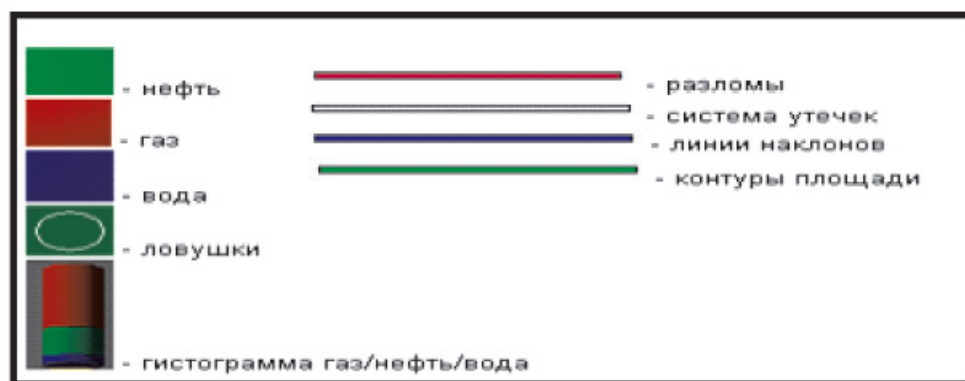


Рис. 22. Результаты миграции по P_2 (2D карта)

Условные обозначения:



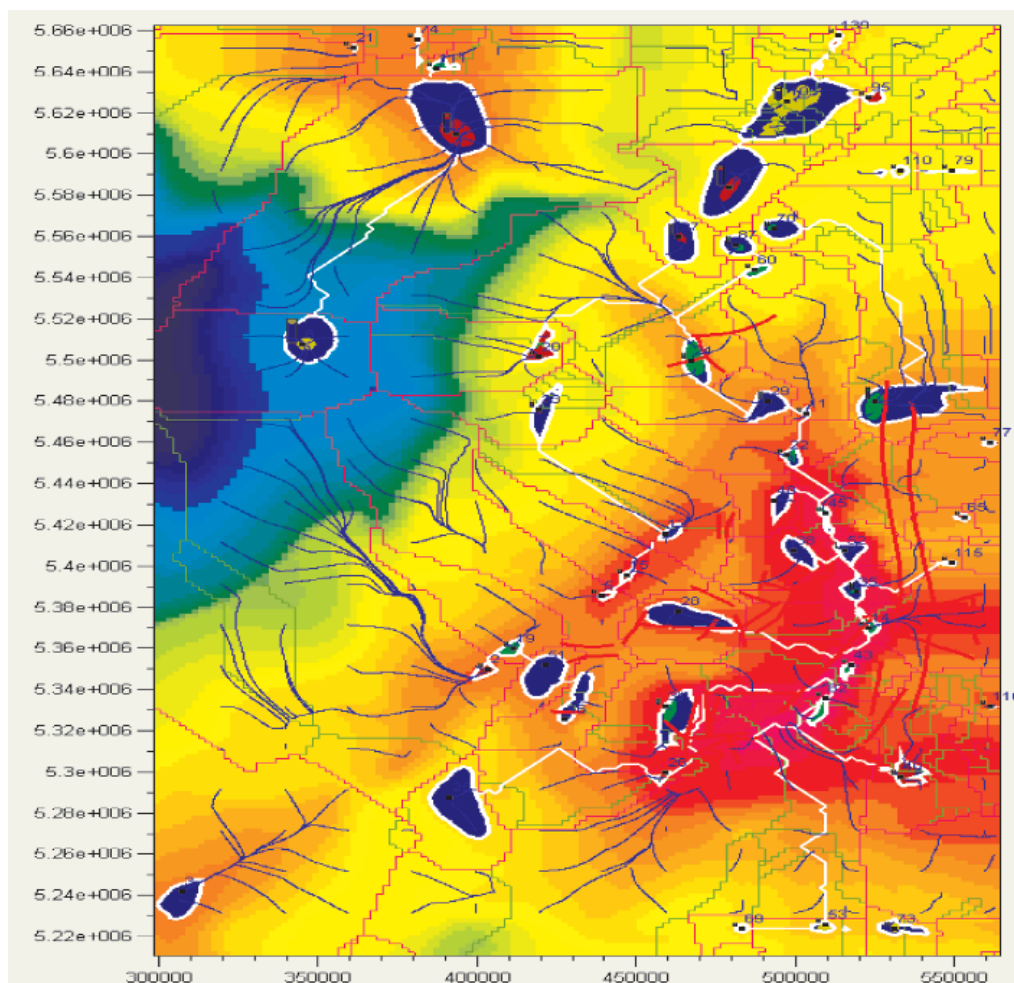


Рис. 23. Результаты миграции по P_3 (2D карта)

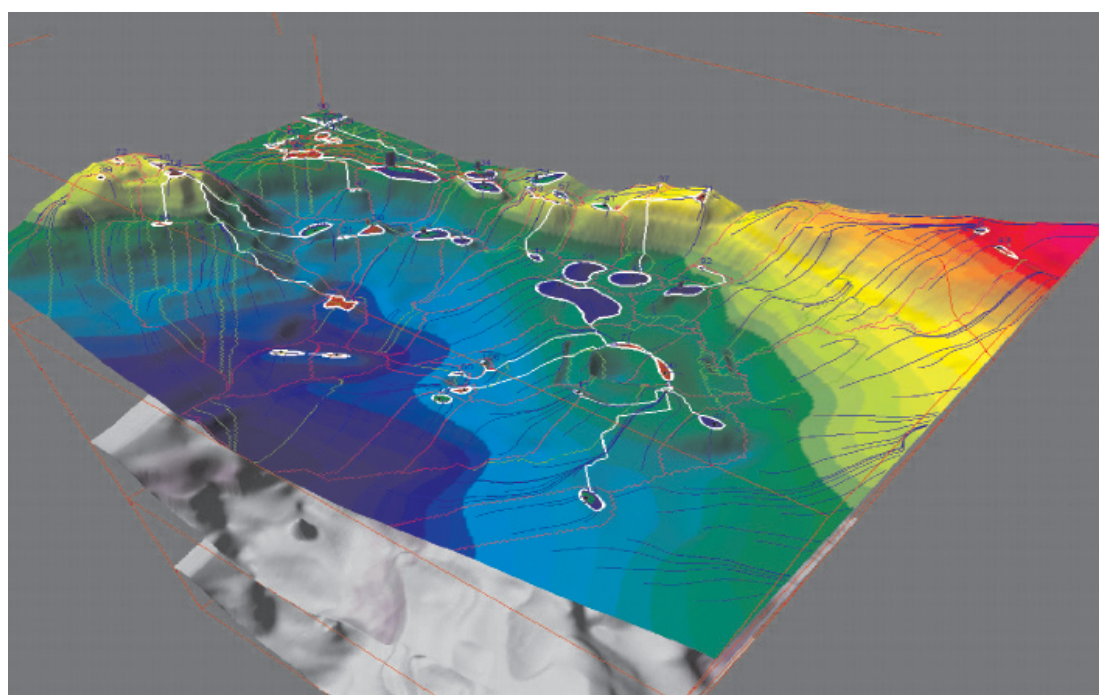


Рис. 24. Результаты миграции по P_1 (3D карта)

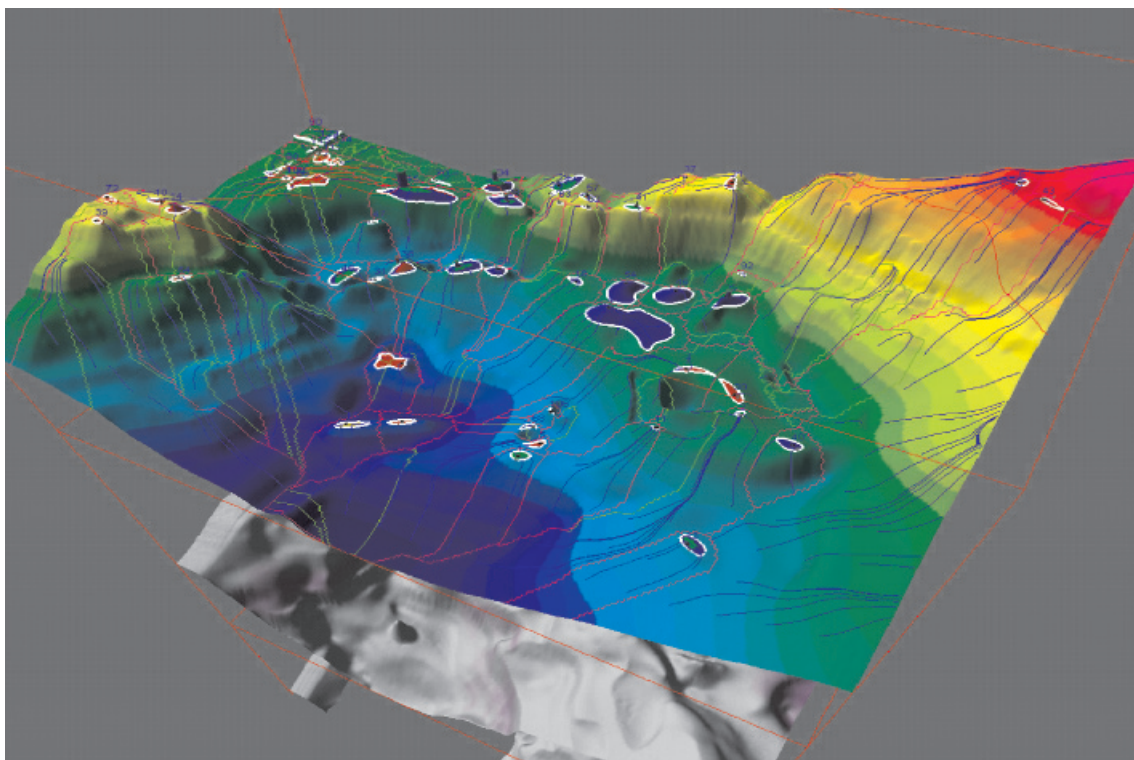


Рис. 25. Результаты миграции по P_2 (3D карта)

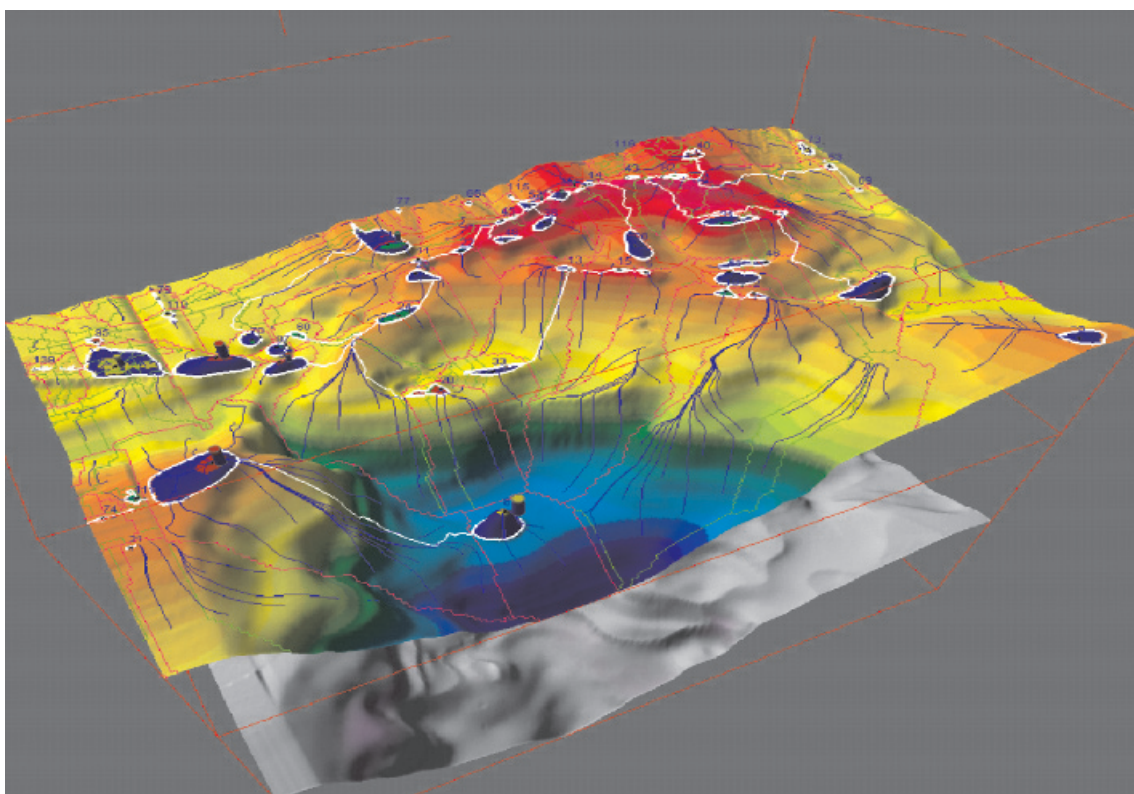


Рис. 26. Результаты миграции по P_3 (3D карта)

На 3D картах толщ, представляющих резервуары, ниже так же видны нефтематеринские толщ, которыми подпитывается резервуар.

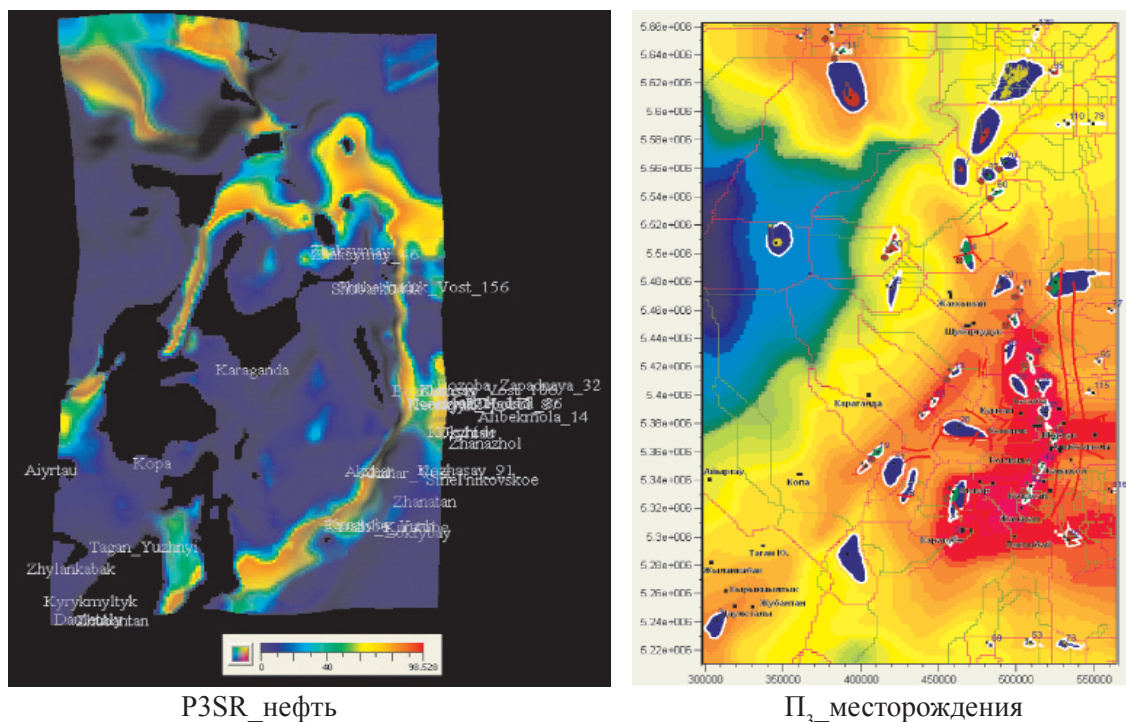


Рис. 27. Нефтематеринские породы по P_3 (слева) и перспективные структуры по P_3

Анализируя полученные результаты можно сказать, что программа, используя заложенные в нее исходные данные, определила несколько перспективных структур, некоторые из которых попадают на уже открытые и разрабатываемые месторождения, представленные на рис. 27.

В целом, полученные результаты, приведенные на рис. 27 говорят о том, что

некоторые имеющиеся месторождения, перспективные структуры в большинстве своем находятся на возвышенности юго-восточной части восточно-бортовой зоны Прикаспийской впадины, где находится существенная часть ловушек, что подтверждает принятую геометрию строения бассейна. Основными материнскими породами, которые, возможно, питают резервуары,

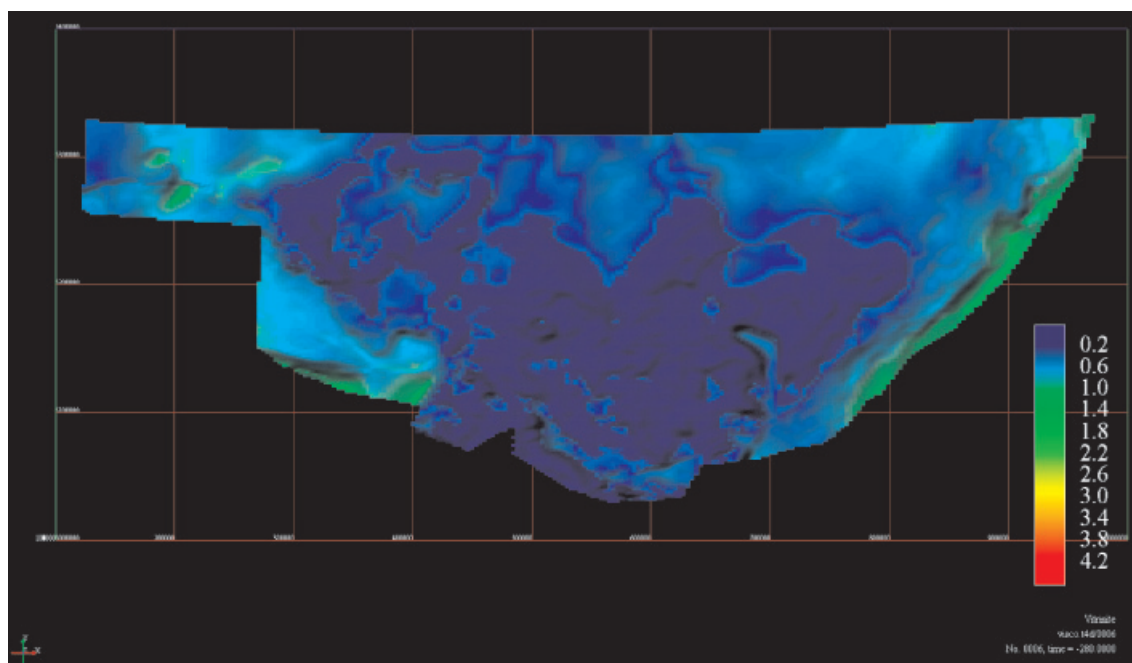


Рис. 28. Расчетная отражательная способность витринита девонских материнских пород 280 млн лет назад

расположенные в отражающем горизонте P_3 , являются девонские породы. Данные отложения в основном состоят из глинистых пород, известняков и песчаников с включениями доломитов, известковистых аргиллитов, конгломератов, гнейсов, сланцев, амфиболитов.

Результаты бассейнового моделирования Южного борта Прикаспийской впадины

Актуальность построения бассейновой модели южного борта Прикаспийского осадочного бассейна обусловлена необходимостью эффективного мониторинга и планирования геологоразведочных работ в северной акватории Каспийского моря.

Южный борт Прикаспийской впадины является одним из наиболее изученных регионов бассейна, где разбурено много структур, на различную толщину вскрыты подсолевые отложения, выявлены крупные месторождения нефти и газа. Основным целевым направлением проведенного моделирования является оценка строения и перспектив нефтегазоносности подсолевых отложений юга Прикаспийской впадины, с которыми связан значительный объем не реализованных прогнозных ресурсов.

Зрелость материнских пород выражается в значениях отражательной способности витринита и коэффициентов преобразования. Отражательная способность витринита (R_o) является параметром, определяющим термальную зрелость органического материала. Коэффициент преобразования определяет процент керогена, преобразованного в углеводороды.

Верхнедевонские нефтегазоматеринские (НГТМ) породы. К моменту времени 280 млн лет верхнедевонские материнские породы достигли фазы зрелости нефти от начальной до основной в Южно-Эмбинском прогибе, и в некоторых частях складчато-надвигового пояса к юго-западу.

Материнские породы, расположенные в непосредственной близости к Тенгизу и Кашагану, были еще незрелыми (рис. 28). Коэффициент преобразования к югу от Тенгиза находится как раз на ранней генерационной стадии, в то время как на Кашагане материнская порода еще незрелая (рис. 29). Отложение кунгурской соли (270 млн лет) привело лишь небольшому, едва заметному, повышению зрелости (рис. 30). Не наблюдается значительного повышения зрелости, а материнские породы на Тенгизе, Кашагане все еще незрелые. Коэффициент преобразования на юге и западе от Тенгиза входит в раннюю генерационную стадию, а на Кашагане материнская порода еще незрелая (рис. 31). В настоящее время НГТМ в наиболее глубоко залегающей части Южно-Эмбинского прогиба и складчато-надвигового пояса находятся в «окне» сухого газа (рис. 32). В районе Тенгиза и Кашагана материнские породы находятся в нефтяном «окне» от основной до поздней фазы. Коэффициенты преобразования в районах, примыкающих к Тенгизу и Кашагану, находятся на поздней, а частично уже в основной фазе генерации углеводородов (рис. 33).

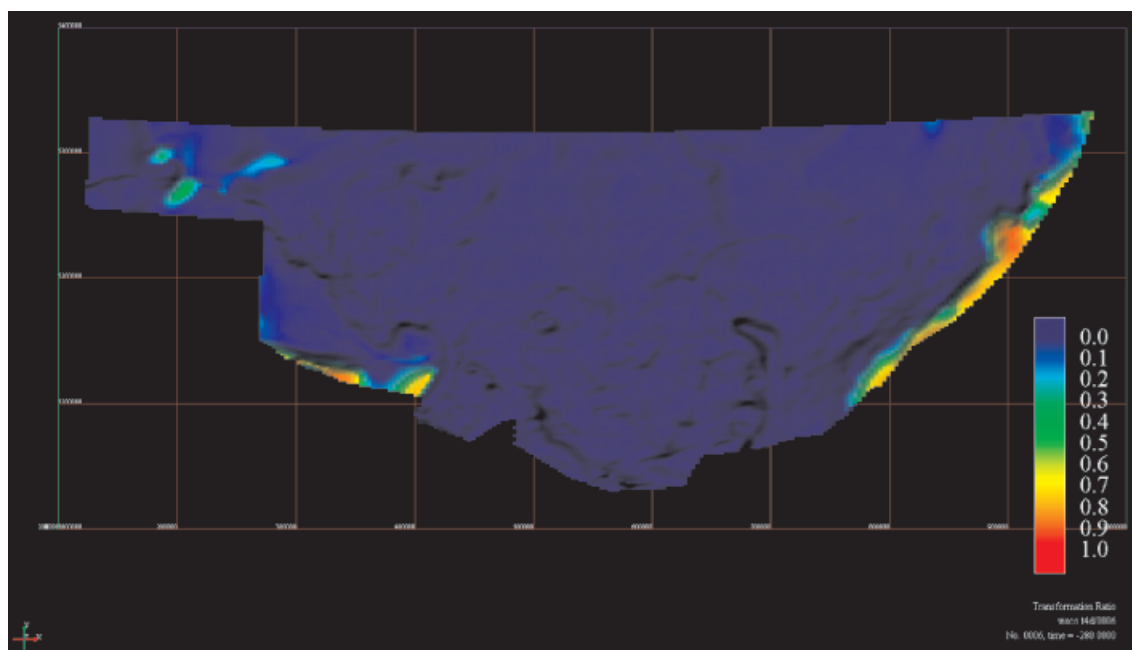


Рис. 29. Расчетный коэффициент преобразования девонских материнских пород 280 млн лет назад

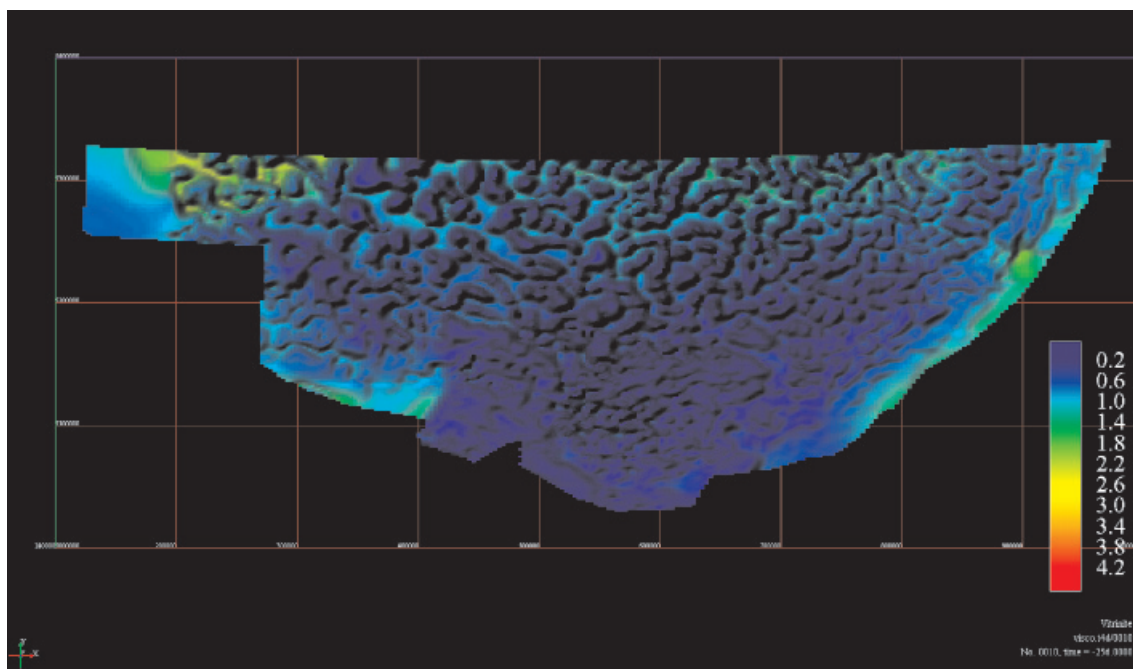


Рис. 30. Расчетная отражательная способность витринита девонских материнских пород 270 млн лет назад

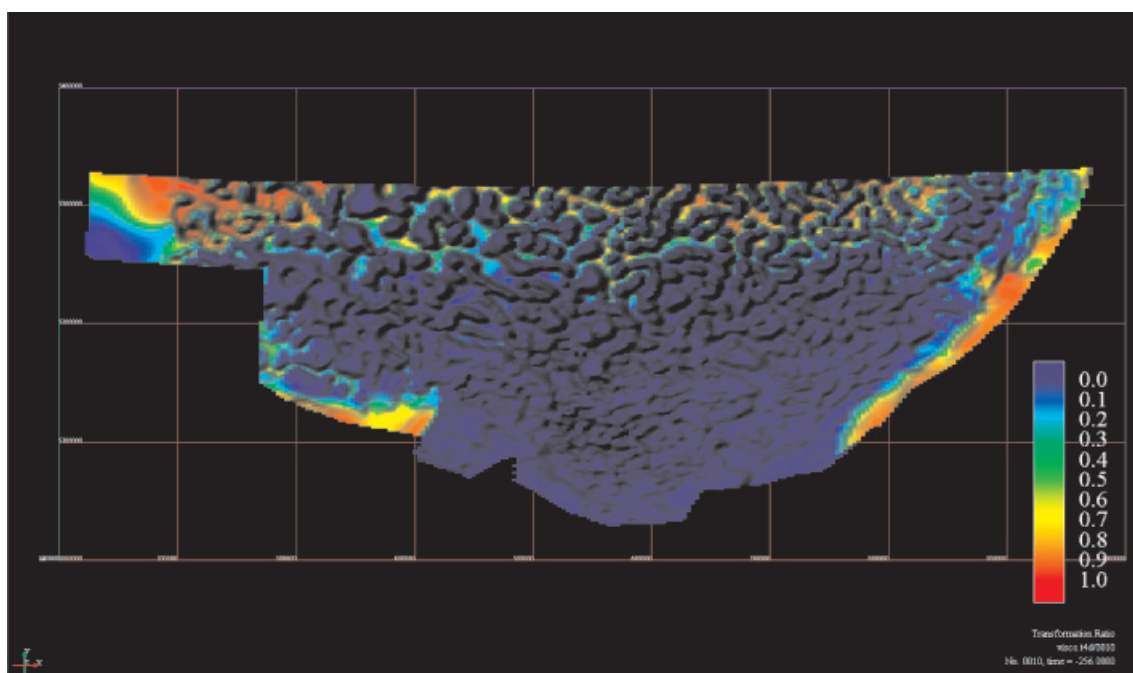


Рис. 31. Расчетный коэффициент преобразования девонских материнских пород 270 млн лет назад

Результаты моделирования подтверждают, что все крупные структуры как Тенгиз, Кашаган, Актоты и Кайран получали «заряд» углеводородов.

На основании структурных характеристик кровли природного ре-

зервуара в Temis3D® рассчитаны современные площади дренирования (нефте-газо-сборные площади) каждой отдельной структуры и изменение площадей дренирования в процессе геологического развития бассейна.

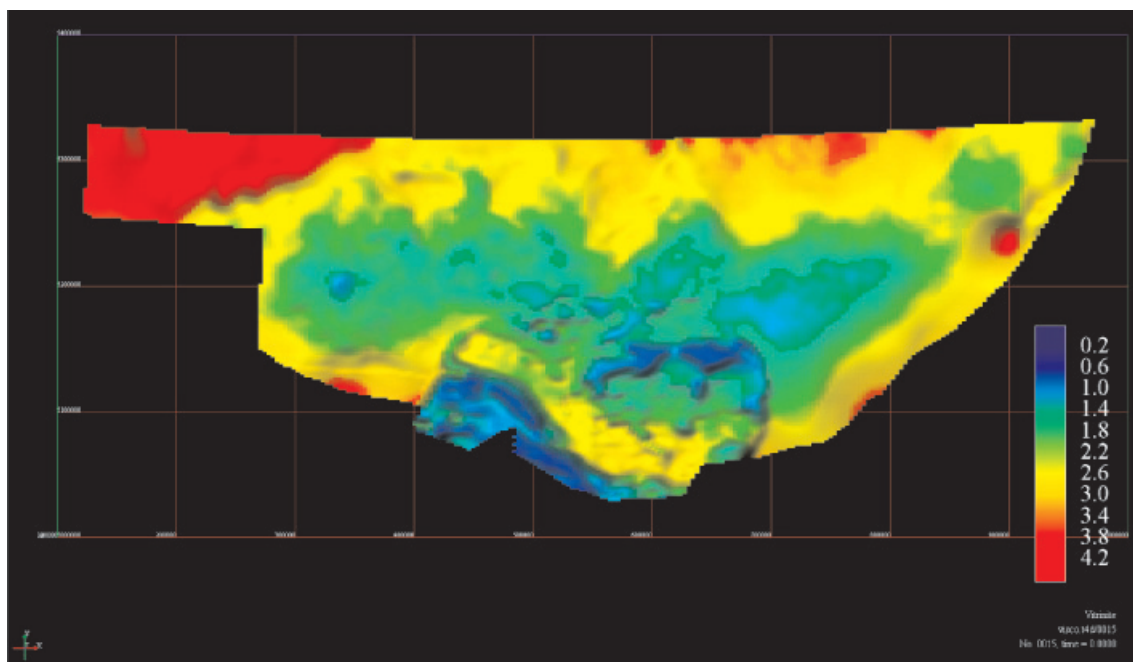


Рис. 32. Расчетная отражательная способность витринита девонских материнских пород 280 млн лет в настоящее время

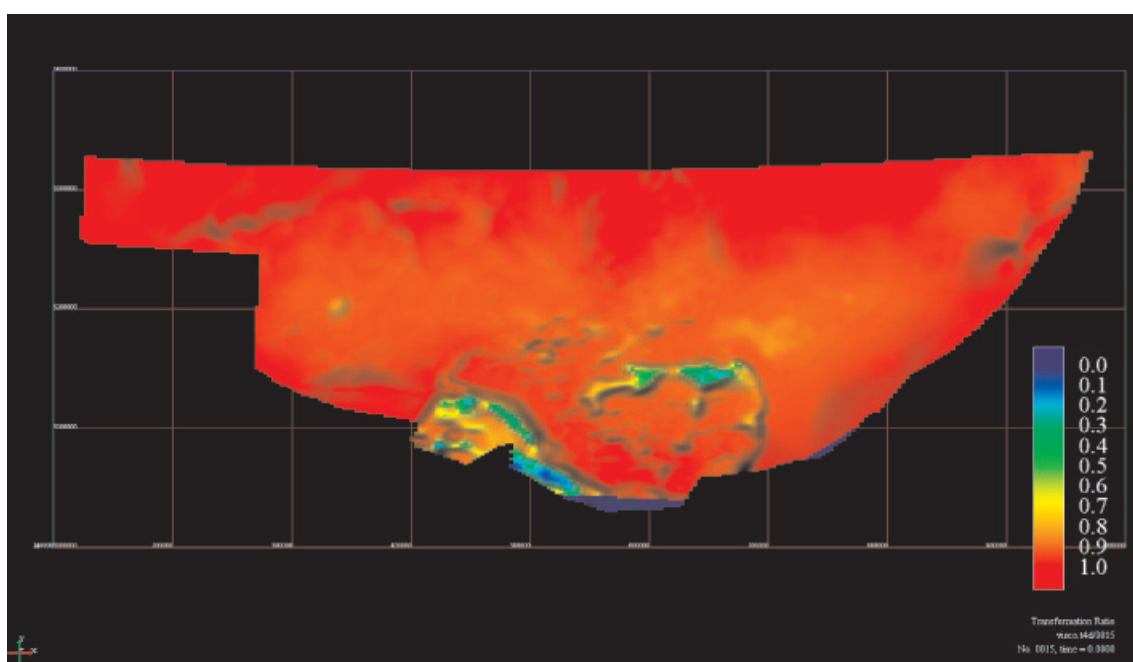


Рис. 33. Расчетный коэффициент преобразования девонских материнских пород 270 млн лет назад

Рельеф соответствует структурной поверхности кровли каждого из горизонтов. Цветами показаны: белым – **замкнутый контур структур** (в пределах контура: **вода** – синим цветом, **нефтяные УВ** – зеленым, **газовые** – красным, голубым – **пути миграции**).

На рис. 34–36 показаны результаты картографического моделирования для пер-

спективных отражающих горизонтов, подсолевых отложений – Π_1, Π_2, Π_3 .

Анализируя полученные результаты можно сказать, что программа Temis, используя заложенные в нее исходные данные, определила несколько перспективных структур, некоторые из которых попадают на уже открытые и разрабатываемые месторождения.

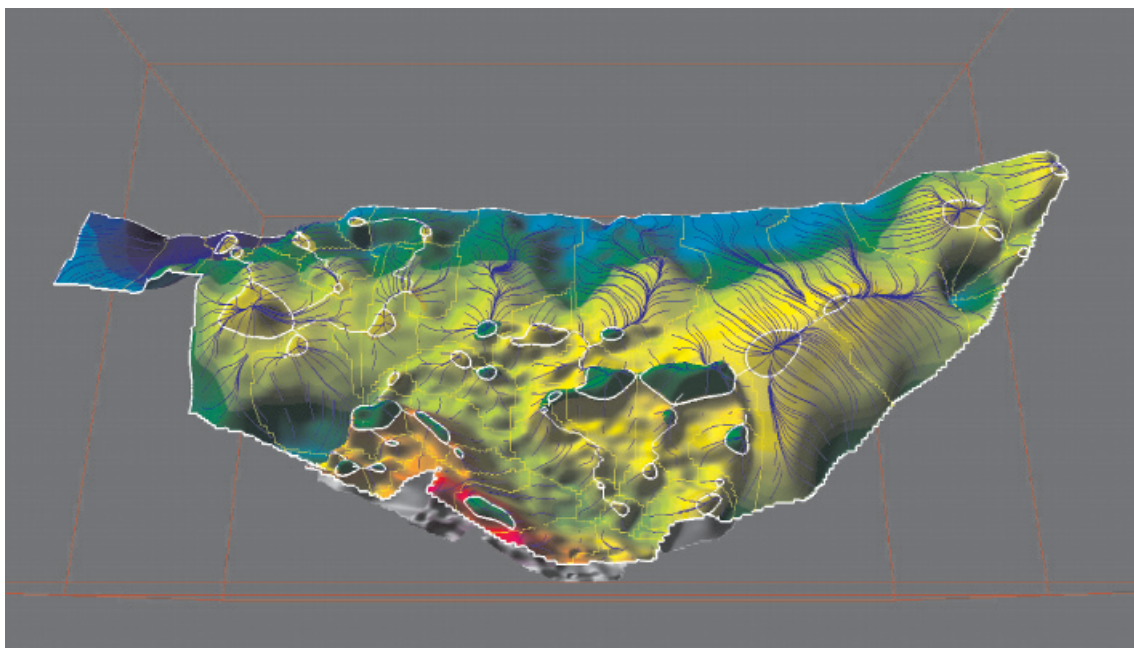


Рис. 34. Площади дренирования различных структур для отражающего горизонта « P_3 »

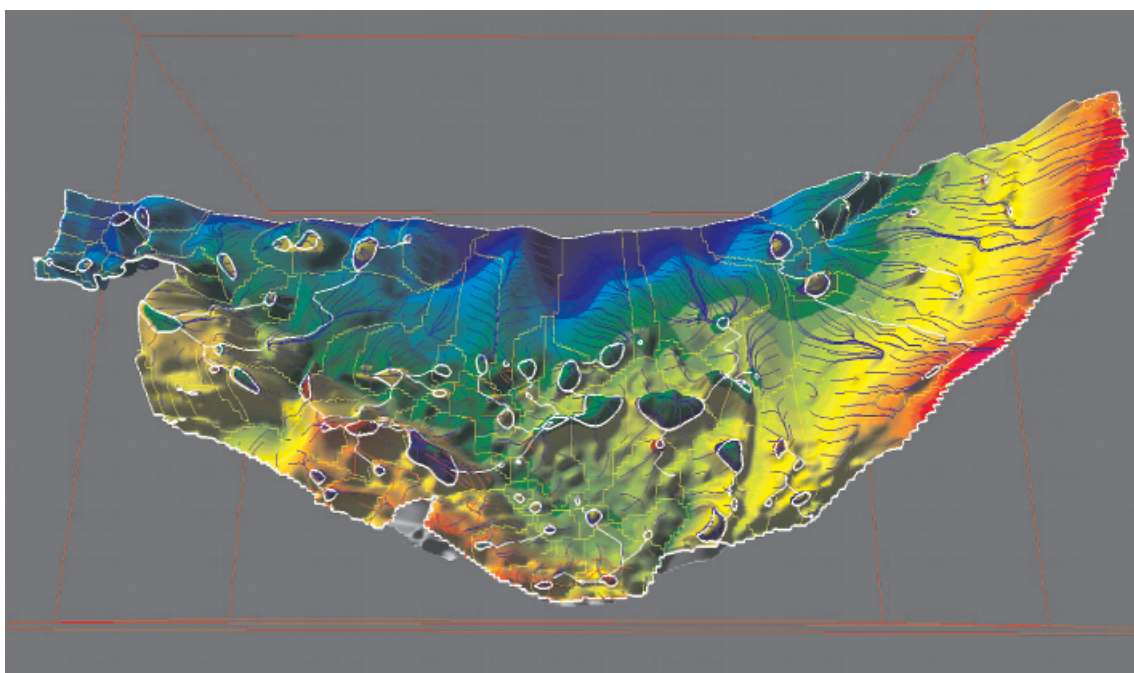


Рис. 35. Площади дренирования различных структур для отражающего горизонта « P_2 »

Результатом подсчета запасов являются суммарные объемы углеводородов в целом по структурам, выделенным программой. Подсчет проведен отдельно по жидким и газообразным УВ, приведены значения нефтематеринских пород, влияющих на заполнение резервуара. По результатам моделирования количественная оценка перспектив нефтегазоносности была выполнена по

пяти структурам, расположенным в пределах изучаемого региона. В табл. 2 дается перечень структур и результаты оценки их перспектив. Выполненные расчёты позволили оценить для каждой перспективной структуры суммарные извлекаемые ресурсы из подсолевых отложений, выраженные в млн т. При расчётах использовался коэффициент извлечения нефти – 30 %.

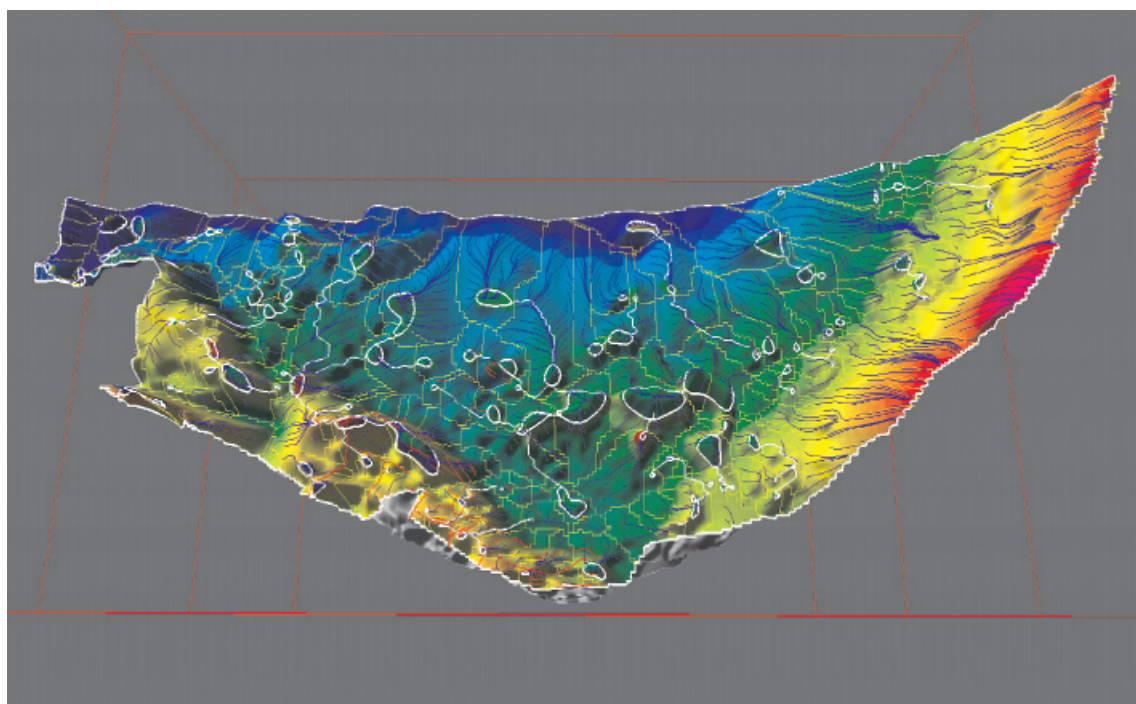


Рис. 36. Площади дренирования различных структур для отражающего горизонта «П₁»

Таблица 2

Оценка перспективных геологических ресурсов структур акватории Северного Каспия

	Наименование структуры	Тенгиз	Актоты	Кайран	Бумеранг	Кашаган
П ₁	Порядковый номер структуры	52	22	7	37	10+32
	Эффективность миграции	24,2%	0,1%	8,5%	20,0%	2,8%
	Геологические ресурсы м ³	1061,79	7,88	323,60	918,65	580,02
	Геологические ресурсы, баррели	6677,89	49,58	2035,44	5777,64	3647,93
	Извлекаемые ресурсы, млн т	361,12	5,62	113,26	321,52	203,00
П ₂	Порядковый номер структуры	38	30	11	17	36+16
	Эффективность миграции	20,0%	1,4%	28,5%	20,0%	22,5%
	Геологические ресурсы м ³	637,17	34,16	50,44	285,89	2312,73
	Геологические ресурсы, баррели	4007,34	214,85	317,26	1798,02	14545,45
	Извлекаемые ресурсы, млн т	223,00	24,35	17,65	100,06	809,45
П ₃	Порядковый номер структуры	22	-	-	39	34+9
	Эффективность миграции	8,0%	0,0%	-	1,6%	0,022623093
	Геологические ресурсы м ³	1125,88	-	-	127,96	769,14
	Геологические ресурсы, баррели	7081,01	-	-	804,76	1980,43
	Извлекаемые ресурсы, млн т	394,06	-	-	44,78	269,20
Итого	Средняя эффективность миграции	17,4%	0,5%	14,4%	13,9%	9,2%
	Геологические ресурсы м ³	2824,84	42,04	374,00	1332,50	3661,89
	Геологические ресурсы, баррели	17766,24	264,43	36159,34	8380,42	20173,81
	Извлекаемые ресурсы, млн т	997,00	21,02	132,01	470,29	1292,81

Результатирующее ранжирование структур показано на рис. 37.

Полученные результаты показывают, что с учётом всех факторов риска наиболее перспективной структурой на изученной территории представляется структура Кашаган. По данным моделирования струк-

тура Актоты является газовым месторождением, и извлекаемые запасы оцениваются в 21,02 млн т, при коэффициенте извлечения принятым за 0,5.

По проведенным исследованиям можно предполагать, что миграция углеводородов в структуры акватории северного Каспия

происходит из всех заданных материнских пород, очаг генерации, которой расположен северо-западнее от основных структур ближе к бассейновой части впадины. Средние значения коэффициента миграции по выбранным структурам колеблется в пределах 10–18%. Для более точной оценки масштабов миграции из очага необходимо включить в модель всю возможную площадь его распространения.

Выводы по 2Д-моделированию северной акватории Каспийского моря:

- Миграция УВ по приведенному геологическому разрезу могла происходить с северо-запада на юго-восток ближе к борту.

- При стандартных условиях модели (тепловой поток 30 мВт/м², температура нейтрального слоя 0°C, $C_{\text{орг}}$). Наибольшая степень зрелости наблюдается в артинских отложениях.

- Образование залежей в артинской части разреза за счет миграции из нижележащих толщ происходило в период активизации тектонических движений. Поэтому возможное присутствие разрывных нарушений может являться важным фактором риска сохранности залежей.

Полученные результаты свидетельствуют в пользу наличия очага генерации в артинских отложениях. Поэтому, для того чтобы отразить возможно более значительные масштабы генерации, необходим улучшенный тип и содержание органического вещества, чем были заданы в нефтематеринских свитах.

При оценке генерации и миграции определены основные скопления УВ, которые совпадают с существующими месторождениями и перспективными структурами. К примеру, месторождения Кашаган и Тенгиз показали извлекаемые ресурсы в 1292 и 997 млн т УВ соответственно. В результате моделирования месторождение Актоты показал газовые скопления, что соответствует действительности и подтверждает корректность моделирования. Месторождение Кайран показало 132 млн т извлекаемой нефти. Перспективная структура Бумеранг указывает на скопления нефти в 470 млн т нефти, что говорит о высокой перспективности структуры.

Как видим, данные моделирования только по гигантскому месторождению Тенгиз, показывают запасы, значительно ниже (втрое) фактически выявленных запасов в каменно-угольном комплексе. Это в свою очередь говорит о неучтенных источниках УВ, которые находятся на глубинах ниже оцененных. Фундамент залегает на глубинах 10–16 км. Соответственно, толщина осадочного додевонского комплекса в этом районе достигает 5–8 км.

Таким образом, результаты предварительной бассейновой модели, на данный момент не в полной мере отражают фак-

тические данные, давая заниженный объем мигрированных УВ. Предварительная оценка прогнозных ресурсов палеозойского комплекса, в бассейновой модели, позволяет более оптимистично смотреть на обнаружение перспективных структур в северной акватории Каспийского моря!

Выводы

- Построенная бассейновая модель выполнила поставленные перед ней задачи, из чего следует, что данную работу по совершенствованию модели нужно продолжить и дополнять новыми полученными геолого-геофизическими материалами.

- Полученная модель требует дополнительного анализа и данных по пластовой характеристике и трещиноватости пород-коллекторов для более качественного построения фильтрационных зависимостей модели.

- На данном этапе развития бассейновой модели требуется направить усилия на качество подготовки исходных данных для моделирования, что напрямую скажется и на конечной модели. Проведенное 2D моделирование показало, что нефтематеринские породы подсолевого комплекса Прикаспийской впадины достигли необходимого уровня зрелости для генерации и вытеснения УВ после формирования ловушек в пермотриасовое время, что способствовало продолжительное время, интенсивному насыщению природных резервуаров (начиная с ранней юры до настоящего времени).

- В результате проведенных работ на программе «TemisSuite» были выявлены области дренирования, пути миграции, системы утечек и выделены ловушки, благоприятные для скопления нефти и газа. Все вышеназванные системы были использованы для расчета генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в пределах выделенных структур. Предварительная модель показала, что данные, полученные в результате моделирования и фактические данные (уже известные месторождения) имеют место схождения. Изложенные результаты прямо зависят от качества положенных в основу структурных карт и частоты изолиний в данных картах.

Анализ результатов бассейнового моделирования, проведенного в рамках проекта: «Комплексная оценка перспектив нефтегазоносности основных осадочных бассейнов Республики Казахстан», в разработке которого автор принимал участие, показывает, что основная миграция УВ происходит в подсолевой части из додевонских отложений и указывают на неоднократное превышение первоначально подсчитанных запасов УВ в бортовых зонах Прикаспийской впадины.

Возможно, это является дополнительным свидетельством, подтверждающим существование глубинных каналов подпитки залежей УВ, и говорит в пользу абиогенно-мантийной теории происхождения УВ. Этой теме посвящено достаточное число публикаций в периодике, которые отображены в результатах исследований В.Е. Хаина, Л.И. Красного, М.А. Садовского, В.Ф. Писаренко, В.Б. Арчегова, Н.К. Винниченко, И.В. Глущенко, В.Н. Степченко и др., по сути, создавших учение о слоисто-блоковой структуре земной коры.

Рекомендации

В области специальных региональных геохимических и литологических исследований нефтегазоносных и нефтеперспективных осадочных бассейнов Казахстана необходимо:

- Провести детальные лабораторные литологические и геохимические исследования по требованиям мировых стандартов с целью построить собственные детальные обобщенные карты типов керогенов, $C_{орг}$. Это позволит точнее оценить влияние геохимических данных на формирующуюся модель бассейна. Использование качественных обобщенных материалов, используемых в бассейновой модели, даст возможность детальнее откалибровать историю бассейна, зрелости материнских свит (историю развития интенсивности генерации/эмиграции).

- По высокоперспективным нефтегазоносным областям, в пределах нефтегазоносных провинций, выполнить детальное моделирование, для точного определения характеристик УВ флюидов и сравнения их с геохимическими данными по скважинам, с использованием обобщенных фактических литолого-стратиграфических отбивок по скважинам для калибровки и проверки используемых структурных карт.

В области использования ДЗЗ (дистанционного зондирования Земли) необходимо:

- Расширить опыт использования ТТГ для решения нетрадиционных геологических задач, связанных с поиском неантиклинальных ловушек и прогнозом их насыщенности и для решения структурных задач нефтегазовой геологии.

- В аспекте современных научных представлений можно допустить, что получаемые тепловые 2D и 3D изображения связаны с реальными моделями геосреды. Это касается мозаично-блокового строения геосреды, слоисто-блоковой ее структуры, глубинной иерархии геоблоков, а также локализации термодинамических аномалий (связанных с УВ) в деструктивных зонах, приуроченных к глубинным разломам. Применение ТТГ позволит физически (на визуальном уровне) продемонстрировать, как, собственно, выглядят зоны деструкции, которые сформированы глубин-

ными разломами на границах геоблоков разных рангов; эти свойства тепловых изображений выгодно отличают их от геофизических полей иной физической природы.

Список литературы

1. Абилхасимов Х.Б. Оценка перспектив нефтегазоносности подсолового палеозойского комплекса Прикаспийского бассейна // Газовая промышленность. – М., 2009. – № 9. – С. 28–33.
2. Абилхасимов Х.Б. Характеристика зон нефтегазонакопления и особенности размещения природных резервуаров в палеозойском комплексе Прикаспийской впадины // Геология и охрана недр. Казахстанское геологическое общество «КазГЕО». – 2011. – № 3(40). – С. 35–48.
3. Абилхасимов Х.Б. Перспективы поисков крупных месторождений углеводородов на больших глубинах палеозойского шельфа севера Прикаспийской впадины // Геология и охрана недр». Казахстанское геологическое общество «КазГЕО». – 2015. – № 4(57). – С. 10–20.
4. Абилхасимов Х.Б. Глубокозалегающие палеозойские отложения Прикаспийского бассейна // Нефть и газ. – 2016. – № 1 (91). – С. 33–45.
5. Астафьев Д.А. Перспективы поисков залежей нефти в девонских отложениях северной бортовой зоны Прикаспийской впадины // Геология и перспективы нефтегазоносности бортовых зон Прикаспийской впадины. – М: ВНИГНИ, 1983. – Вып. 248. – С. 122–134.
6. Ботнева. Т.А., Калинин М.К., Комиссарова И.Н. и др. Геолого-геохимическое обоснование нефтегазописковых работ в Прикаспийской впадине // Геология нефти и газа. – 1990. – № 7. – С. 15–23.
7. Габриэлянц Г.А., Камалов С.М., Марченко О.Н., Соловьев Б.А., Астафьев Д.А., Иванова Т.Д., Обрядчиков О.С., Подкорытов Н.Г., Шайдаков В.А. Девонское направление поисково-разведочных работ на нефть и газ на севере Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1990. – № 1. – С. 2–8.
8. Гамидова А.Р. Эволюция метода бассейнового моделирования и перспективы его применения в Южно-Каспийском бассейне. Институт геологии. Национальная Академия наук Азербайджана, (Республика Азербайджан, г. Баку).
9. Камбаров Н.Ш. Геодинамика и нефтегазоносность Прикаспийского осадочного бассейна // Объединенный институт физики Земли РАН. – М., 2000.
10. Конохова В.А. Нефтеносность девонских отложений северного крыла Прикаспийской впадины // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. – 1998. – Т. 53, № 4. – С. 42–47.
11. Куандыков Б.М., Матлошинский Н.Г., Сентгирги К. и др. Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины. – Алматы, 2011. – 280 с.
12. Матлошинский Н.Г. Девонский карбонатно-терригенный комплекс северной бортовой части Прикаспийской впадины // Геология Казахстана. – 1999. – № 1. – С. 12–23.
13. Пронин А.П., Шестоперова Л.В. Нефтематеринские породы подсолового комплекса Прикаспийской впадины. (ОАО «Казакстанкаспийшельф» (КазНИГРИ).
14. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the North Caspian Basin, Middle Caspian Basin, North Ustyurt Basin, and South Caspian Basin Provinces, Caspian Sea Area, 2010 Fact Sheet 2010–3094, November 2010.
15. Thaddeus S. Dyman, Vadim A. Litinsky, Gregory F. Ulmishek. Geology and Natural Gas Potential of Deep Sedimentary Basins in the Former Soviet Union, US Geological Survey, Chapter C.
16. Gregory F. Ulmishek. Petroleum Geology and Resources of the North Caspian Basin, Kazakhstan and Russia, US Geological Survey Bulletin 2201-B, 2001.
17. Simon-Robertson, 1992. Petroleum geology and prospectivity of the Paleozoic on the northern flank of the Precaspian Depression, W. Kazakhstan Oblast, Kazakhstan Republic. Simon-Robertson Unpublished Report 1, 135p.