ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

© А.А.Фейзуллаев, Э.Б.Велиева, А.З.Гасанов, 2012

ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ДЛИТЕЛЬНО-РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АБШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА (на примере месторождения Гала)

А.А.Фейзуллаев, Э.Б.Велиева, А.З.Гасанов

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

В статье приводится анализ особенностей изменения пластовых давлений в длительно разрабатываемых залежах для месторождений Абшеронского полуострова в целом и более детально на примере месторождения Гала. Показано, что многолетняя разработка месторождений привела к существенному падению пластовых давлений. Уровень падения давлений, несмотря на мероприятия по поддержанию давления в резервуаре путем закачки в пласт воды, на период 01.01.2009 года составил от 18,5 до 94,3% от первоначальных значений давлений. На примере истории разработки месторождения Гала дан более детальный анализ проблемы.

Введение

Как известно, одним из важнейших физических параметров, контролирующих многие процессы в недрах Земли, является флюидное давление. В зависимости от природных (история геологического развития бассейна, особенности его геологического строения, вещественный состав и мощность слагающих его пород, активность геодинамических процессов) и техногенных (длительность и темп разработки залежей нефти и газа) факторов механизм формирования флюидного давления, структура и уровень его изменения в системе порода-флюид существенно различаются.

Установлено, что для бассейнов, где происходило длительное и устойчивое прогибание, наблюдалась высокая скорость осадконакопления и сформировалась мощная (более 10 тыс. м) осадочная толща с преобладанием в разрезе непроницаемых пластичных пород, характерно развитие аномально-высоких поровых давлений (АВПоД). АВПоД в свою очередь отражаются аномально-высокими пластовыми давлениями (АВПД) в резервуарах, сопряженных с флюидизированными нефтегазоматеринскими породами.

Однако при длительной разработке месторождений из недр извлекаются большие объемы нефти, газа и сопутствующей пластовой воды, в связи с чем естественные давления в резервуарах существенно падают (Poland and Davis, 1972; Mes, 1990; Chilingar et al., 1995 и др.). Давления в истощенных месторождениях, будучи, как правило, на 50-80% ниже гидростатического давления (Ryder et al., 1995), классифицируются как аномально-низкие пластовые давления (АНПД) (Кошляк, 2002; Huffman and Bowers, 2002 и др.).

Как АВПоД/АВПД, так и АНПД являются причиной осложнений при бурении скважин и разработке месторождений. Кроме того, АВПоД провоцируют формирование диапиризма/грязевого вулканизма, а АНПД – проседание грунта на промысловых территориях и их подтопление, а также нанесение ущерба инфраструктуре (поломка скважин, платформ и т.д.).

Важно отметить, что проблема АВПоД/АВПД (причины их формирования, закономерности распространения и прогноз) достаточно хорошо изучена многими исследователями и в том числе применительно к Южно-Каспийскому бассейну. Однако проб-

лема АНПД и его влияние на параметры резервуара изучены в Азербайджане слабо. Вместе с тем следует отметить ряд работ, в которых рассмотрено изменение фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов и продуктивности скважин в процессе разработки месторождений Азербайджана, что фактически отражает влияние падения давления (Абасов и др., 1979; 1997; 2001).

В данной статье для месторождений Абшеронского полуострова в целом и более детально на примере месторождения Гала дан анализ особенностей изменения пластовых давлений в длительно разрабатываемых залежах и их связи с другими параметрами резервуара.

Результаты исследований

Богатейшие нефтяные месторождения Абшеронского полуострова эксплуатируются уже более века. Впервые разработка промышленным способом здесь была начата в 1871 году на месторождении Балаханы-Сабунчи-Рамана. За период разработки месторождений Абшерона из недр было извлечено более миллиарда тонн нефти (без учета попутных газов и сопутствующей пластовой воды), и на сегодняшний день все месторождения существенно истощены. Как показал выполненный анализ, первичные пластовые давления на месторождениях Абшерона (по данным около 15 месторождений) в целом соответствовали гидростатическому давлению. Однако длительная разработка месторождений привела к существенному падению пластовых давлений в резервуарах (рис.1).

Уровень падения давлений, несмотря на мероприятия по поддержанию давления в резервуаре путем закачки в пласт воды, на период 01.01.2009 г. составил от 18,5 до 94,3% от первоначальных значений давлений. По мнению D.Moos and C.Chang (1998), закачка в пласт воды, а также другие методы поддержания пластового давления, применяемые на многих месторождениях мира, позволяют восстановить давление не более чем на 10%, одной из вероятных причин этого является уплотнение резервуара.

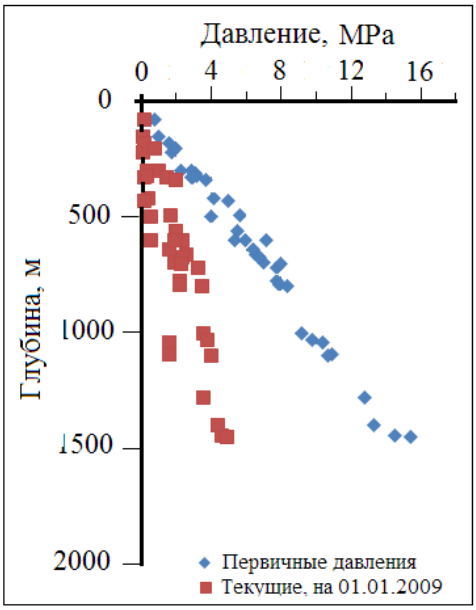


Рис. 1. Изменение начальных и текущих (на 01.01.2009) пластовых давлений с глубиной на месторождениях Абшеронского полуострова

Ниже приводятся результаты детального анализа проблемы на примере месторождения Гала.

Месторождение нефти и газа Гала расположено на востоке Абшеронского полуострова, примерно в 20 км от Баку. Оно приурочено к спокойной брахиантиклинали, вытянутой и полого погружающейся в ЮВ направлении. Складка классифицируется как структура «закрытого» типа; нефтеносные пласты здесь не размыты. Месторождение включает две эксплуатационные площади: Гала и Старая Гала, приуроченные соответственно к СЗ и ЮВ частям месторождения. На поверхности углы падения крыльев складки не превышают $4\text{-}6^0$; с глубиной они возрастают до $10\text{-}15^0$, а на ЮЗ крыле – даже до $45\text{-}50^0$, что указывает на значительную асимметрию антиклинальной складки. Структура осложнена рядом поперечных ступенчатых сбросов, развитых преимущественно в пределах сураханской, сабунчинской и верхов балаханской свит, с амплитудами, не превышающими 80 м. Основным является сброс, секущий складку почти в широтном направлении, с амплитудой 40-80 м. Опущенная по этому сбросу СЗ периклиналь складки отличается интенсивным нефтенасыщением подкирмакинской (ПК) и кирмакинской (КС) свит (рис.2).

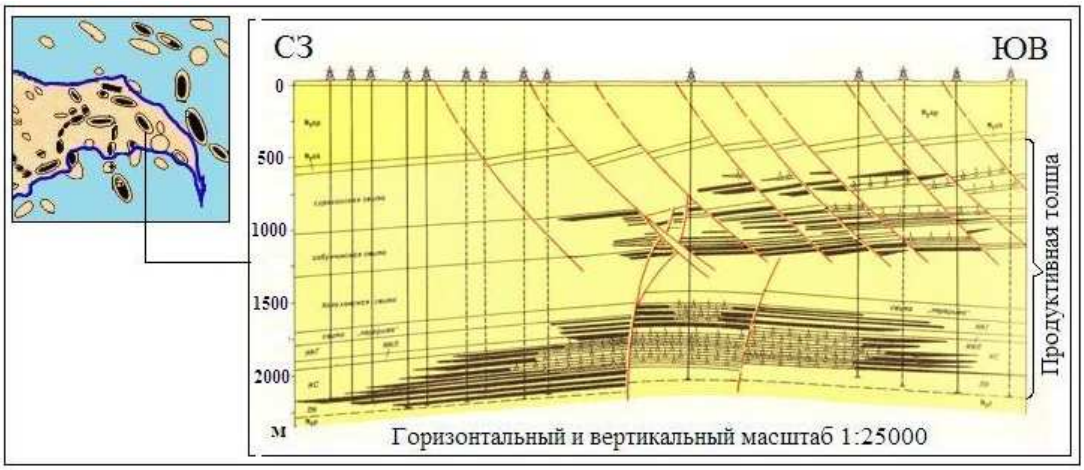


Рис. 2. Геологический профиль, проходящий через месторождение Гала

Глубоким бурением были вскрыты полный разрез продуктивной толщи (ПТ) и частично отложения понта. Вскрытый разрез представлен чередованием пластов различной мощности, состоящих в основном из песчаников, глин и их смеси.

Глубина залегания ПТ изменяется в пределах 650-2435 м. Мощность ПТ в пределах крыльевых и сводовой частей складок увеличивается в ЮВ направлении от 1750 до 2500 и более метров (Мирчинк,1954).

Петрофизические свойства продуктивных пластов изменяются в широких пределах. Так, пористость пород в горизонтах верхнего отдела ПТ изменяется в пределах 24-26%, нижнего – 19-25%, а проницаемость – соответственно 139-500 мД и 30-320 мД.

Первые поисково-разведочные скважины, заложенные в 1924 году на площади Старая Гала, при опробовании верхних горизонтов ПТ дали газ. Мощный нефтяной фонтан из пласта D сураханской свиты был получен лишь в 1932 году в скважине №20. Скважина была введена в эксплуатацию с суточным дебитом нефти 400-500 тонн. Очередная пробуренная скважина №17 начала эксплуатироваться фонтанным способом с суточным дебитом 1500-2000 тонн нефти из V горизонта балаханской свиты.

В 1933 году была выявлена нефтеносность основных горизонтов верхнего отдела ПТ (до VI горизонта включительно).

Вскрытие и опробование горизонтов нижнего отдела ПТ началось в 1934 году, когда из надкирмакинской песчанистой свиты (НКП) были получены мощные газонефтяные фонтаны. В 1935 году были получены фонтаны из ПК свиты. Нефтегазоносность КС впервые была установлена в 1937 году с введением в эксплуатацию скважины №507 с суточным дебитом 10,0 тонн нефти. Ее разведка продолжалась до 1940 года, в результате было установлено, что КС наиболее насыщена нефтью и газом на СЗ периклинали и СВ крыле складки, где было выявлено 12 эксплуатационных объектов. В наиболее приподнятой части складки почти во всех этих объектах было установлено наличие газовых шапок. КС на ЮЗ крыле и своде складки, отделенных от СЗ периклинали сбросом большой амплитуды, оказалась богатой ресурсами газа высокого давления. Интенсивное насыщение газом характерно для абшеронской и всех верхних слоев сураханской свиты.

Нефть из галинской свиты (КаС) была получена в 1940 году из двух горизонтов, эксплуатация которых началась в 1941 году. КаС является важным нефтеносным объектом в южной части месторождения (площадь Старая Гала), где содержатся стратиграфические залежи нефти и газа.

Таким образом, за исключением I горизонта сураханской, X горизонта балаханской свит, а также свиты «фасиля», все остальные горизонты/свиты ПТ нефтегазоносны. На начальном этапе разработки месторождения во многих скважинах наблюдались газовые фонтаны из абшеронской свиты.

В месторождении Гала добываются в основном легкие нефти, дающие выход светлых фракций от 23 до 57%. Плотность нефтей месторождения изменяется в преде-

лах 0,822-0,892 г/см^3 (Мирчинк, 1954).

Пластовые воды месторождения в верхней части ПТ (до надкирмакинской песчаной) щелочные, высокой минерализации. С глубиной минерализация пластовой воды закономерно уменьшается (рис.3).

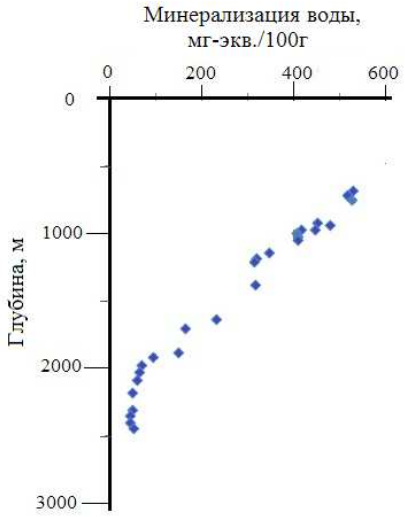


Рис. 3. Изменение минерализации воды с глубиной в разрабатываемых эксплуатационных объектах месторождения Гала

Месторождение Гала разрабатывается по системе «снизу-вверх». На 01.01.2007 год здесь было пробурено более 1500 скважин различного назначения, большинство из которых (87,0%) было ликвидировано; в эксплуатационном фонде остались 203 скважины, из которых действующими были лишь 96 скв., остальные 107 числились как бездействующие. Максимальная добыча нефти приходится на 1938 год, что составляет около 8% от суммарного объема добытой на месторождении нефти. В последние годы добыча остается стабильно низкой (в среднем на одну скважину около 1,4 т/сут). Степень обводненности месторождения составляет 95,6%.

Анализ особенностей изменения пластовых давлений в процессе разработки месторождения Гала основывается на данных измерений на 01 января нижеследующих годов: 1935 (начало разработки), 1951, 1987 и 2009. Рассмотрены также данные начальных (1935) и текущих (1987) замеров пластовой температуры и газового фактора. При интерпретации этих данных были использованы имеющиеся сведения о гранулометрическом составе, емкостно-фильтрационных свойствах пород резервуаров, плотности нефтей и гидрохимической характеристике пластовой воды.

Сравнение данных замеров пластовых давлений на месторождении Гала в вышеуказанные годы показало нижеследующее:

Первичные пластовые давления на месторождении Гала, как и на других месторождениях Абшеронского полуострова, соответствуют гидростатическому (рис.4).

После начала разработки месторождения пластовые давления упали ниже гидростатического. Причем падение давления было наиболее интенсивным в первые годы эксплуатации месторождения, в последующие годы характер этого падения (как качественно, так и количественно) изменился незначительно (рис.4). Это наглядно видно из сравнения гистограмм распределения значений темпа падения пластовых давлений для периодов 1935-1951 гг. и 1951-1987 гг. (рис.5).

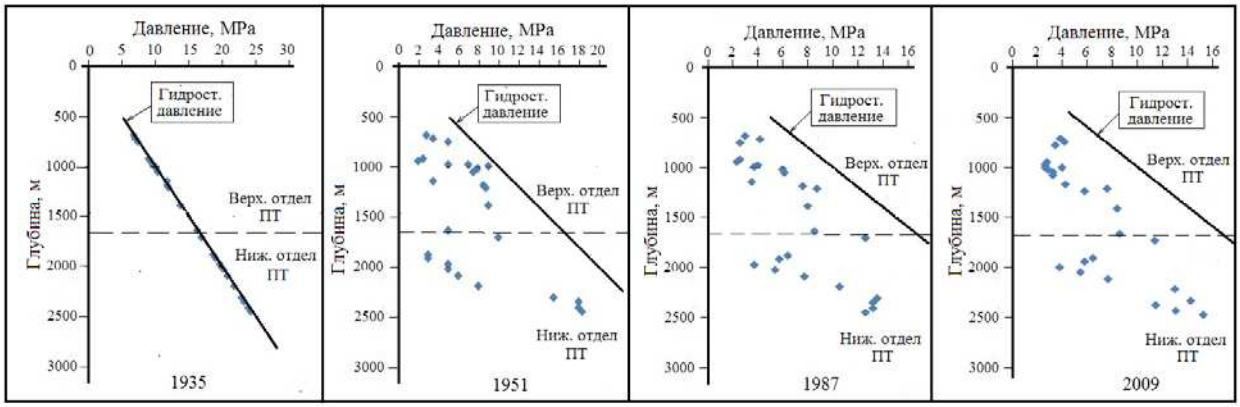


Рис. 4. Тренд изменения пластовых давлений с глубиной в процессе разработки месторождения Гала

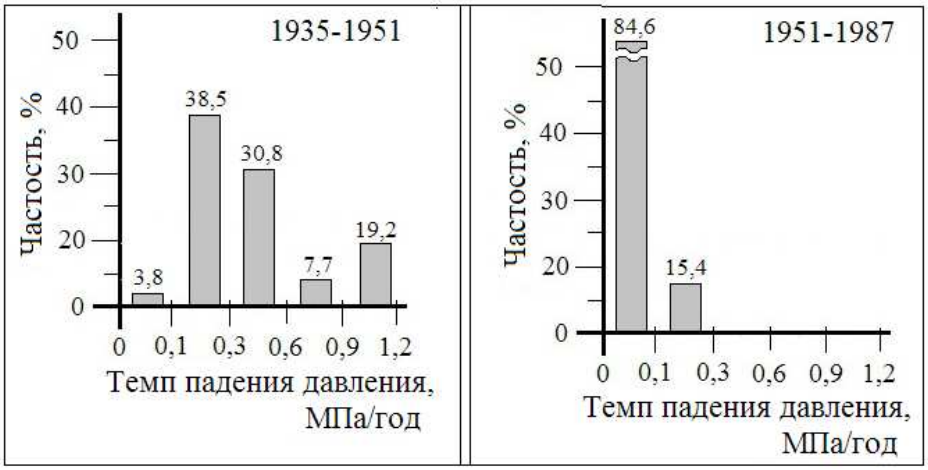


Рис. 5. Гистограммы распределения значений темпа падения пластовых давлений на месторождении Гала за период 1935-1951 гг. и 1951-1987 гг.

Характер (рис.4) и темп падения пластовых давлений в верхнем и нижнем отделе ПТ отличаются друг от друга. Темп падения пластовых давлений в нижнем отделе ПТ выше, чем в верхнем отделе, что наглядно видно из приведенных на рис. 6 гистограмм.

Одной из главных причин данного явления может быть различная интенсивность отбора флюидов из эксплуатационных объектов двух отделов ПТ. Однако нельзя исключать и определенную роль существующего различия в плотности нефтей этих отделов.

В целом, нефти верхнего отдела ПТ относительно более легкие (0,864 г/см^3) по сравнению с нефтями нижнего отдела (0,875 г/см^3). Это наглядно видно и на сравнительных гистограммах распределения значений плотности нефтей верхнего и нижнего отделов ПТ (рис.7).

Отмечается неравномерное изменение по стратиграфическому разрезу ПТ месторождения Гала текущих (на 01.01.1987 г.) давлений, температур и газового фактора относительно их начальных (на 01.01.1935 г.) значений (рис.8).

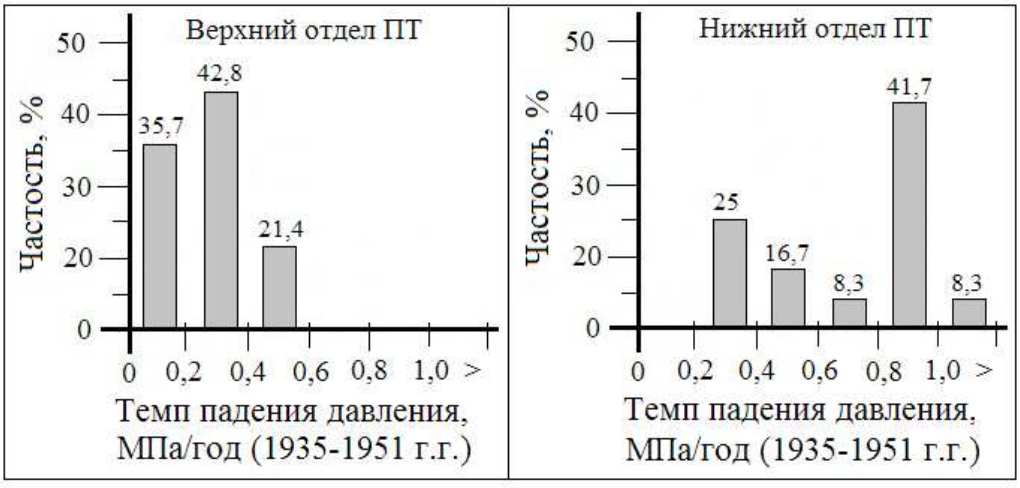


Рис. 6. Темп падения пластового давления в эксплуатируемых объектах верхнего и нижнего отделов ПТ на месторождении Гала в период его разработки с 1935 по 1951 гг.

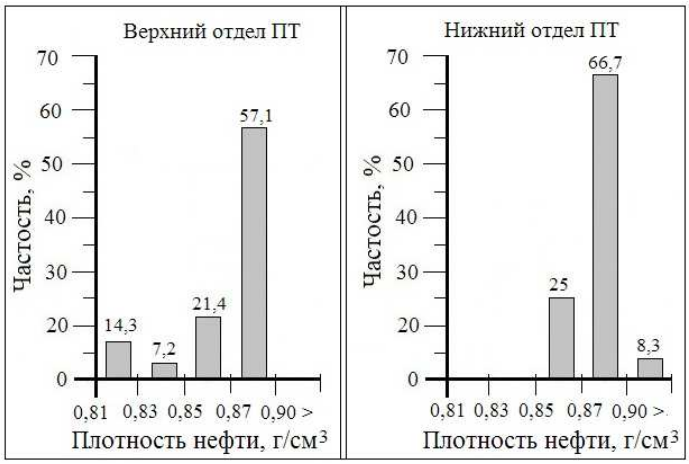


Рис. 7. Гистограммы распределения значений плотности нефтей верхнего и нижнего отделов ПТ месторождения Гала

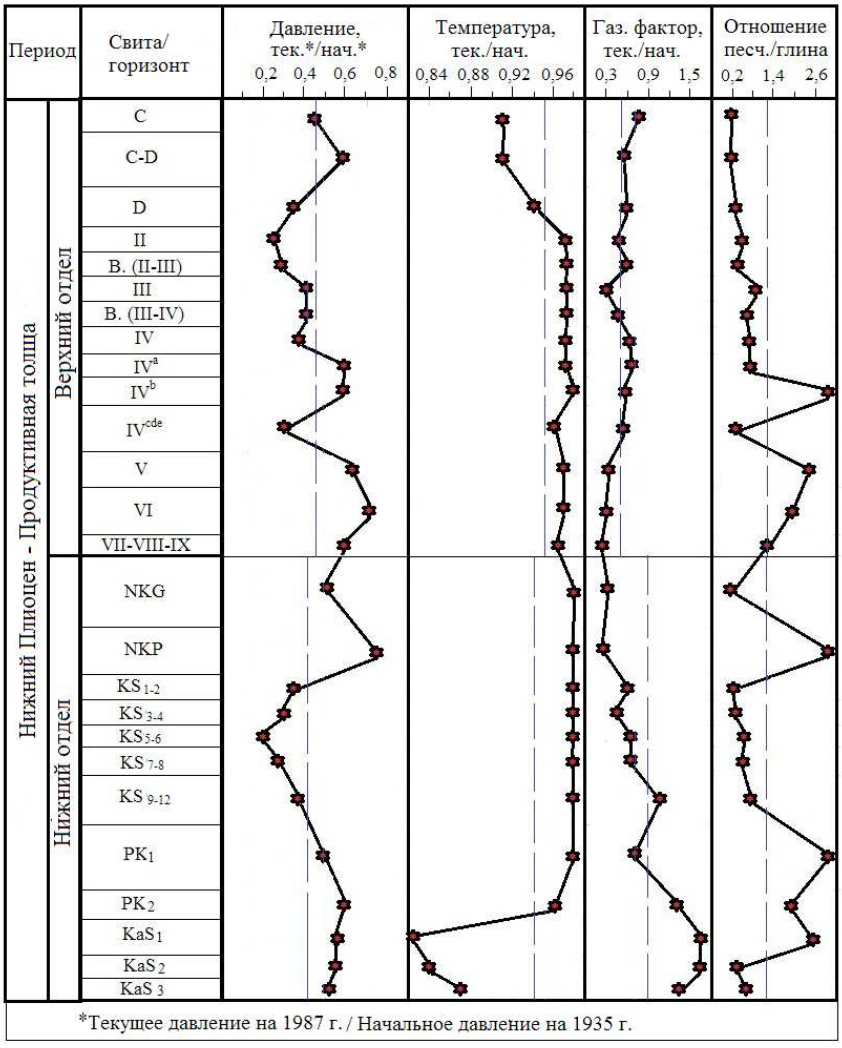


Рис. 8. Изменение по стратиграфическому разрезе ПТ месторождения Гала текущих (на 01.01.1987 г.) давлений, температур и газового фактора относительно начальных (на 01.01.1935 г.) их значений, а также коэффициента песчанистости пород

Наибольшее падение пластового давления отмечается в горизонтах D, II, B(II-III) и IVcde верхнего отдела ПТ и свите KS нижнего отдела ПТ. Четкой корреляции между изменениями пластовых давлений, температур и газового фактора не наблюдается (рис.8). Как следует из представленного на рис. 9 графика, в процессе длительного периода (более 50 лет) разработки месторождения Гала пластовые температуры и температурный градиент существенно не изменились.

В начале разработки месторождения Гала, когда пластовое давление соответствовало гидростатическому, газовый фактор изменялся в пределах 58-126 $м^3/т$ при среднем значении 89,8 $м^3/т$. При этом отмечалась почти линейная зависимость между значениями газового фактора и начальными пластовыми давлениями (рис.10).

Падение пластового давления в процессе эксплуатации залежей нефти и газа привело к уменьшению значений газового фактора, причем наиболее контрастно это наблюдалось в объектах верхнего отдела ПТ (таблица). Первоначальный почти линейный характер зависимости между газовым фактором и пластовым давлением, спустя более чем 50-летний период разработки, нарушился, хотя прямой тренд изменения этих параметров сохранился (см. рис.10).

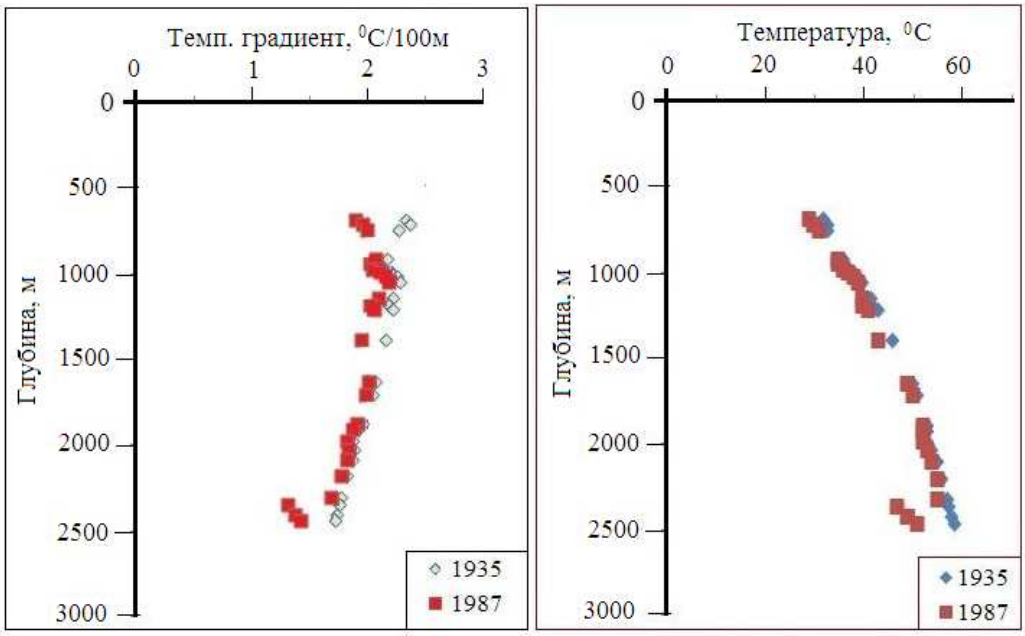


Рис. 9. Изменение начальных (1935 г.) и текущих (1987 г.) пластовых температур и температурных градиентов с глубиной на месторождении Гала

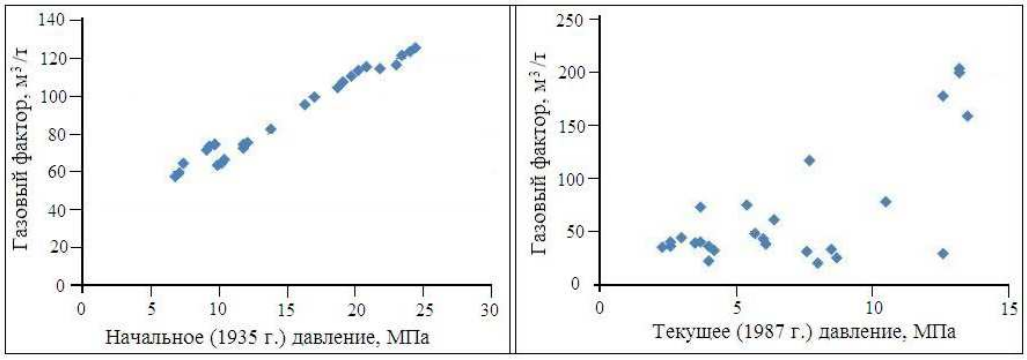


Рис. 10. Зависимость газового фактора от начальных (1935) и текущих (1987) давлений на месторождении Гала

Верхний и нижний отделы ПТ имеют очень близкие средние значения коэффициента песчанистости (соответственно 1,22 и 1,21). Тем не менее, отмечается определенная корреляция между изменением по разрезу значений пластового давления и песчанистостью (отношение песчаной фракции к глинистой) пород. Как правило, наиболее интенсивное падение пластового давления характерно для более глинистых горизонтов/свит (рис. 8 и 11). Это хорошо согласуется с наблюдениями B.E. Law и W.W. Dickinson (1985) в бассейне залива Галф-Кост, где АНПД более характерны для низкопроницаемых резервуаров.

На месторождении Гала не выявлена четко выраженная корреляция между падением давления и емкостно-фильтрационными свойствами (пористость, проницаемость) пород резервуаров, хотя отмечается определенная связь между темпом падения давления и карбонатностью пород: наибольшее падение давления характерно для пород с высокой карбонатностью (рис.12).

Рассмотрение зависимости темпа падения пластового давления (за период 1935-1951 гг.) от эффективной мощности резервуаров позволило выявить некоторый тренд в изменении этих параметров, особенно для продуктивных объектов верхнего отдела ПТ (рис.13). С определенной долей вероятности можно утверждать, что с увеличением эффективной мощности резервуара наблюдается увеличение темпа падения пластового давления.

Заключение

Таким образом, на основании проведенного анализа было установлено, что естественное (начальное) пластовое давление на месторождениях Абшеронского полуострова соответствовало гидростатическому. Многолетняя разработка месторождений привела к существенному падению пластовых давлений в разрабатываемых объектах ПТ. Уровень падения давлений, несмотря на мероприятия по их поддержанию в резервуаре путем закачки в пласт воды, на период 01.01.2009 г. составил от 18,5 до 94,3% от первоначальных значений.

Изменение средних значений градиента пластовых давлений и газового фактора в процессе разработки залежей нефти и газа на месторождении Гала

Объект	Среднее значение градиента пластовых давлений, МПа/100м			Среднее значение газового фактора, $м^3/т$	
	Начальное (1935)	Текущее		Начальное (1935)	Текущее (1987)
		(1951)	(1987)		
ПТ в целом:	1,0	0,52	0,44	89,8	66,8
верхний отдел	1,0	0,58	0,46	70,1	34,4
нижний отдел	1,0	0,44	0,42	112,8	104,6

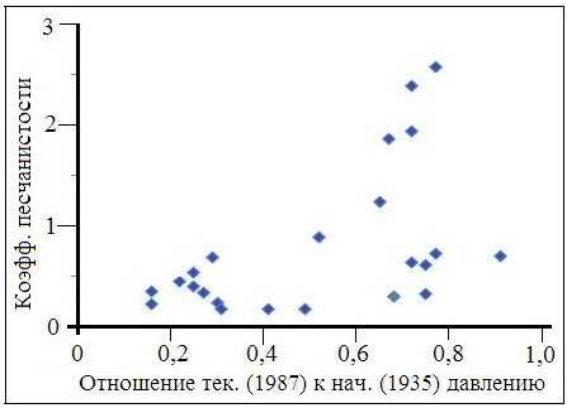


Рис. 11. График зависимости между падением давления в резервуаре и коэффициентом песчанистости пород-резервуаров месторождения Гала

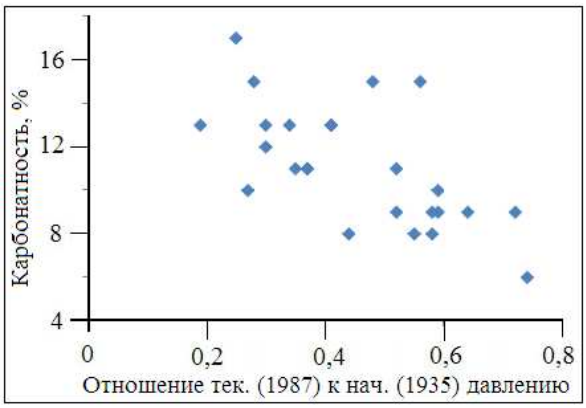


Рис. 12. График зависимости между интенсивностью падения пластового давления и карбонатностью пород резервуаров месторождения Гала

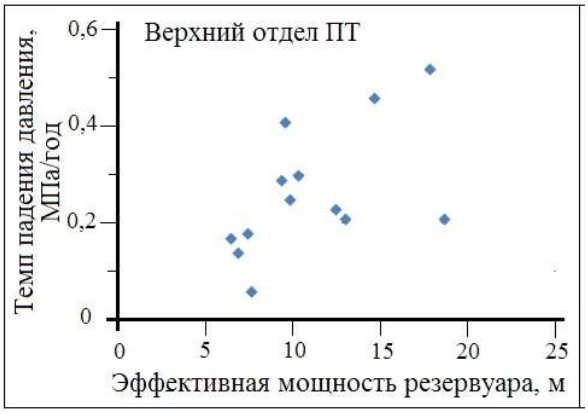


Рис. 13. Зависимость между темпом падения пластового давления за период 1935-1951 гг. и эффективной мощностью резервуаров верхнего отдела ПТ

Более детальный анализ проблемы, проведенный на примере истории разработки месторождения Гала, позволил сделать следующие основные выводы:

- Падение давления наиболее контрастно в первые годы эксплуатации месторождения, в последующие годы характер этого падения (как качественно, так и количественно) изменяется менее значительно.

- Характер и темп падения пластовых давлений в верхнем и нижнем отделах ПТ отличаются друг от друга. Несмотря на то, что в верхнем отделе ПТ текущие давления относительно начальных меньше, чем в нижнем отделе, темп падения пластовы`х давлений (в МПа/год) в нижнем отделе ПТ выше, чем в верхнем отделе. Одной из главных причин данного явления может быть различная интенсивность отбора флюидов из эксплуатационных объектов двух отделов ПТ. Но нельзя исключать определенную роль и имеющегося различия в плотности нефтей этих отделов.

- Отмечается неравномерное изменение по стратиграфическому разрезу ПТ месторождения Гала текущих (на 01.01.1987 г.) давлений, температур и газового фактора относительно их начальных (на 01.01.1935 г.) значений.

- Падение пластового давления в процессе эксплуатации залежей нефти и газа привело к уменьшению значений газового фактора, причем наиболее контрастно это наблюдалось в объектах верхнего отдела ПТ.

- Не выявлена четко выраженная корреляция между падением давления и емкостно-фильтрационными свойствами (пористость, проницаемость) пород резервуаров, хотя отмечается определенная связь между темпом падения давления и карбонатностью пород: наибольшее падение давления характерно для пород с высокой карбонатностью.

- Выявлен прямой тренд между изменением темпа падения пластового давления (за период 1935-1951 гг.) и эффективной мощностью резервуаров, особенно для продуктивных объектов верхнего отдела ПТ.

Падение пластового давления в нефтяных коллекторах сопровождается уменьшением коэффициента продуктивности пласта и увеличением обводненности (Лыонг и Нян, 2009). В связи с этим результаты проведенного анализа позволяют утверждать, что в настоящее время энергетический потенциал объектов нижнего отдела ПТ выше, чем верхнего отдела и поэтому нижние резервуары ПТ являются более перспективными для дальнейшей разработки. Это подтверждает и сравнение степени освоения извлекаемых запасов нефти в верхнем и нижнем отделах ПТ, которое составляет соответственно 96,3% и 79,5%. Важно также отметить, что, если в нижнем отделе ПТ средняя добыча в одной скважине составляет около 1,8 т/сут., то в верхнем отделе она равна 0,8 т/сут.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., АБДУЛЛАЕВ, М.К., АГАЕВ, Н.Г., АЗИМОВ, Э.Х., КУЛИЕВ, А.М. 1979. Исследование совместного влияния полей давления и температуры на дебит скважины. *Докл. АН Азерб*., 35, 10, 53-58.

АБАСОВ, М.Т., ДЖЕВАНШИР, Р.Д., ИМАНОВ, А.А., ДЖАЛАЛОВ, Г.И. 1997. О влиянии пластового давления на изменение фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов в процессе разработки месторождений нефти и газа. *Геология нефти и газа*, 5, 34-39.

АБАСОВ, М.Т., АЛИЯРОВ, Р.Ю., ИМАНОВ, А.А., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ЛУНИНА, В.Н., МУСТАФАЕВ, Р.Т., ГАСЫМОВ, А.Ш., РАМАЗАНОВ, Р.А. 2001. Изменение свойств пород-коллекторов природных резервуаров нефти и газа при их разработке. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 2, 3-12

МИРЧИНК, М.Ф. (под ред.). 1954. Геология Азербайджана. Месторождения нефти и газа. Изд. АН Азербайджана. Баку. 734с.

КОШЛЯК, В.А. 2002. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Тау. Уфа. 256с.

ЛЫОНГ, Т.В., НЯН, Н.Х. 2009. Особенности распределения и изменения пластовых давлений в гранитоидных коллекторах месторождения «Белый тигр». *Нефтегазовое дело*, 1-9.

CHILINGAR, G.V., DONALDSON, E.C., YEN, T.F. 1995. Subsidence due to fluid withdrawal. *Developments in Petroleum Science*, 41, Amsterdam Elsevier Science.

HUFFMAN, A.R., BOWERS, G.L. 2002. Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction. An outgrowth of the International forum sponsored by the Houston Chapter of the American Association of drilling engineers. Houston, TX, September 2-4,

LAW, B.E., DICKINSON, W.W.1985. Conceptual-model for origin of abnormally pressured gas accumulation in low-permeability reservoirs. *AAPG Bulletin*, 69, 8, 1295-1304.

MES, M.J. 1990. Ekofisk reservoir pressure drops and seabed subsidence. In: *Proceedings of 22nd Offshore Tech. Conf*, 373-387.

MOOS, D., CHANG, C. 1998. Relationships between porosity, pressure and velocities in unconsolidated sands. *Overpressures in Petroleum Exploration* workshop, Pau France, April. 12 p.

POLAND, J.F., DAVIS, G.H. 1972. Land subsidence due to withdrawal of fluids. In: *Man and his physical environment, Readings in environmental geology*. Burgess Publ. Co., 77-90.

RYDER, R.T., AGGEN, K.L., HETTINGER, R.D., LAW, B.E., MILLER, J.J., NUCCIO, V.F., PERRY, W.J., PRENSKY, S.E., SANFILIPO, J.R., WANDREY, C.J. 1995. Possible continuous-type (unconventional) gas accumulation in Lower Silurian "Clinton" sands, medina group, and the Tuscarora sandstone in the Appalachian basin. A Progress Report of 1995 project activities. Open-File Report 96-42.

© М.И.Рустамов, 2012

КОЛЛИЗИОННАЯ ГЕОДИНАМИКА ПЕРСИДСКО-КАВКАЗСКОГО СЕГМЕНТА СРЕДИЗЕМНОМОРСКОГО ПОЯСА

М.И.Рустамов

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А
E-mail: rustamov-muxtar@rambler.ru

Вступление Персидско-Кавказского сегмента в коллизионную геодинамическую эволюцию рассматривается в глобальном масштабе в связи с плюмтектоникой и диапиризмом разуплотненной мантии в недрах Земли. Коллизионный период расчленяется на мягкий раннеколлизионный, жесткий собственно коллизионный и хрупкий позднеколлизионный этапы, которые характеризуются различными индикаторными особенностями. В коллизионной обстановке принципиальное значение имеют дифференциация структурно-геодинамической полярности и обособление внутреннего магматического поля и внешних амагматических областей с мощным осадочным чехлом кайнозоя.

Введение

В геологической истории Земли на рубеже позднего сенона и палеоцена в глобальном масштабе происходили катастрофические события и процессы, которые характеризуются не только катаклизмом органического мира и творением нового, а также формированием современного облика Земли, в том числе Средиземноморского пояса, в отдельных орогенных фазах складчатости позднеальпийского тектогенеза. Если внешнеземные причины катастроф остаются за рамками наших исследований, то внутриземные причины нами установлены в результате многолетних исследований геологии, тектоники и магматизма Персидско-Кавказского сегмента Средиземноморского пояса в фанерозое в связи с его геодинамической эволюцией (Рустамов, 2005; 2007).

Основные положения и причинно-следственные процессы

Позднеальпийский геологический период (65 Ма) эволюции Персидско-Кавказского сегмента начинается после относительной стабилизации (в течение 18-20 Ма) геодинамических и тектонических процессов, а также затухания мелового цикла магматизма в конце раннеальпийского тектогенеза и почти повсеместного прекращения отложения карбонатной толщи верхнего сенона, в том числе в задуговых, интрадуговых прогибах и остаточных бассейнах вдоль сутуры офиолитов. К этому периоду в позднем сеноне всюду в рассматриваемом сегменте исчезли глубоководные бассейны с океанической корой за исключением Крым-Большекавказ-Копетдагского некомпенсированного флишевого бассейна с утоненной корой, а главное – были причленены внутренние литосферные континентальные плиты типа дуга-плита и дуга-дуга. Поэтому рассматриваемый сегмент в предколлизионный период почти всюду сложен континентальной корой различных мощностей и происхождения, а также комплексом чехла разного возраста, включая области межгорных молассовых прогибов, возникших на более поздних этапах. Однако коллизия континентов Афро-Аравии и Евразии, а также внутренних плит Персидско-Кавказского сегмента не наступила на начальном этапе, так как синформные структуры вдоль сутуры офиолитов и другие карбонатные прогибы подвергались изостатическому погружению в мелководном морском режиме (Азизбеков, Рустамов, 1973). Карбонатная толща в остаточных прогибах вдоль офиолитовой сутурной зоны запечатывает окончательное закрытие океанических бассейнов Мезотетиса. Мощность карбонатной толщи местами достигает 1000 м. В указанном режиме большая мощность карбонатов исключительно в остаточных прогибах офиолитовой сутурной зо-

ны, в свою очередь, является предвестником глубинных эндогенных процессов преобразования литосферы. Глубинные плюмтектонические процессы в мантии наиболее заметно происходят, начиная с рубежа верхнего сенона и палеоцена. По нашему мнению, к периоду отложения карбонатной толщи позднего сенона процесс северо- и югонаправленной субдукции, в том числе югонаправленной андийского типа в Большекавказском бассейне и Абшеронском пороге, уже перестал действовать во всех складчатых системах данного сегмента и больше в коллизионном периоде не возобновлялся. Что касается причины карбонатной седиментации во всех синформных осадочных бассейнах данного сегмента (Stochlin, 1968), в том числе отложения карбонатного флиша на южном склоне Большого Кавказа, то этот вопрос нами объясняется двумя факторами, а именно, палеотектоническим режимом седиментации и более южным широтным положением сегмента в позднем мелу.

Следует отметить, что флишевый трог южного склона Большого Кавказа и Абшеронского порога с тенденцией смещения осевой зоны с наибольшим погружением к югу и утоненной новообразованной корой на северной ветви Мезотетиса в период коллизии внутренних плит сегмента служил единственной зоной конвергенции континентов Евразии и Афро-Аравии с соответствующей сменой фаций отложений карбонатно-терригенного флиша позднего сенона терригенным цикличным флишоидом с мощными ритмами глин палеоцен-эоцена. Последний факт преобладания в процессе седиментации глинистых ритмов свидетельствует о том, что переменная коллизионная обстановка характеризуется высоким темпом погружения некомпенсированной осевой зоны трога при относительно стабильном режиме развития окружающих его континентальных областей Мезотетиса. Начиная с рубежа эоцена и олигоцена, с трансформацией этого трога к периклинальному моласовому прогибу и заложением таковых на бортах поднятий Малокавказ-Альборсской и других складчатых систем в новом тектоническом плане наступает коллизия континент-континент или жесткий коллизионно-орогенный этап эволюции Персидско-Кавказского сегмента Средиземноморского пояса.

Анализ и обобщение литературных данных по геодинамике Атлантического и Индийского океанов (McKenzie, 1970; McKenzie, Sclater, 1971; Pitman, Talwani, 1972; Диц, Холден, 1971; Stamfli, Borel, 2002; Raumer et al., 2003) показывают, что вступление Средиземноморского орогенного пояса, в частности Персидско-Кавказского его сегмента, в коллизионное геодинамическое развитие и формирование зрелой континентальной коры и осадочных бассейнов с резургентной корой с мощным чехлом следует объяснять с позиции глобальной геодинамической полярности (рис. 1), а именно, продолжающимся в довольно высоком темпе разобщением Афро-Аравии и Южной Америки в спрединговом рифте Южной Атлантики и зарождением Североатлантического рифта в направлении Арктики (рис. 2), а также возникновением почти параллельных внутриматерикового Аденского рифта на продолжении спредингового хребта Карлсберг и «сухого спрединга» Оманского залива, расположенных в западном блоке протяженного правостороннего трансформного разлома Оуен в Индийском океане (рис. 3).

Таким образом, очевидным является то, что, начиная с палеоцена, в глубинной мантии Земли в глобальном масштабе активизируются плюмтектонические процессы – перемещения массы с различной плотностью, в том числе астеносферного слоя, сопровождаемые диапиризмом разуплотненной мантии по наиболее проницаемым зонам литосферы континентов и Средиземноморского пояса. Коллизионная геодинамическая эволюция Персидско-Кавказского сегмента с широким распространением магматизма и формирование его современной геоморфологии и тектонического строения с участием мегавпадин с мощным осадочным чехлом являются следствием мантийного диапиризма и глубинных процессов. Обстановка компрессии позднеальпийского тектогенеза в Средиземноморском поясе возрождается не столько из-за противоположного вращательного дрейфа Афро-Аравии против часовой стрелки и Евразии по часовой стрелке, а главным образом из-за относительно разных скоростей их дрейфа в земной сфере в северном направлении. Поэтому позднее в кайнозое вследствие проникновения Сре-

динно-Атлантического рифта (спредингового хребта) в Арктику и окончательного раскола Лавразии дрейф Евразии к северу замедлился и сменил направление на противоположное, в основном сдвиговое движение по граничным разломам северных плейттектонических зон Средиземноморского пояса. В Индийском океане на продолжении близширотного Аденского спредингового хребта возник Красноморский рифт в близмеридиональном простирании, а Аравийская плита, окончательно отделившись от континента Африки, и в связи с активизацией Ливантийского разлома продолжала движение на север с большой скоростью, что создало в Персидско-Кавказском сегменте геодинамическую обстановку коллизии континент-континент на литосферном уровне, начиная лишь с рубежа эоцен-олигоцена.

Коллизионный период эволюции Персидско-Кавказского сегмента нами расчленяется на **мягкий** раннеколлизионный (палеоцен – рубеж позднего эоцена), **жесткий** собственноколлизионный (олигоцен – ранний миоцен) и **хрупкий** позднеколлизионный (средний миоцен – квартер) этапы. Каждому этапу присущ собственный стиль деформации и структурообразования с дифференциацией областей растяжения и сжатия при сближении континентов на литосферном уровне, диапиризме разуплотненной аномальной мантии, сопровождаемом тепломассопотоком, в возрастающем темпе компрессии. Считаем, что коллизия континентов и внутренних плит продолжается и на современном этапе, причем она имеет прерывисто-непрерывный характер, различную интенсивность и продолжительность в каждой из тектонических фаз кайнозоя – ларомийской, пиринейской, савской, штирийской, атической, кавказской, радопской и валлахской. Поэтому на коллизионных этапах кайнозоя, характеризующихся различным геодинамическим и геотектоническим развитием данного сегмента, проявлены по многим особенностям два различных самостоятельных магматических цикла: палеогена в вулкано-плутонических поясах и неоген-квартера в вулканических ареалах. На Малом Кавказе и в Иране палеогеновый коллизионный магматизм по своим масштабам и интенсивности, а также спектрам рудных элементов в металлогении превышает магматизм юры и мела островных дуг Мезотетиса.



Рис. 1. В коллизионном периоде (65 Ма) материки заняли современное положение. За этот короткий промежуток времени была создана примерно половина площади дна океанов (горизонтальная штриховка). Северо-Атлантический рифт проник в Северный Ледовитый океан, окончательно расщепив Лавразию. Индийским рифтом Австралия была отделена от Антарктиды, а Северо-Индийский рифт проник в Аденский залив и Красное море, что вызвало деструкции и конструкции земной коры в Персидско-Кавказском сегменте и выпирание Аравийской плиты в Средиземноморский пояс (по Р.Дицу и Дж.Холдену (1971) с дополнениями автора в подрисуночном тексте)

На рубеже маастрихта и палеоцена с некоторым опережением или опозданием процессов в отдельных складчатых системах Мезотетиса начинается мягкий коллизионный этап позднеальпийского тектогенеза в глобальной геодинамической обстановке компрессии, что обусловлено темпом сближения континентов Афро-Аравии и Евразии, способствующим коллизии внутренних плит. В данной обстановке доминировали сдвиговые перемещения плит и их блоков по трем системам обновленных региональных разломов (кавказской, антикавказской, меридиональной), а более значимые – по зонам глубинных разломов офиолитовой сутуры во взаимосвязи с кинематикой плит. Поэтому вдоль последних в палеоцене в новом тектоническом плане были заложены цепи рифтогенных прогибов с характерными дистальными – кремнистыми и проксимальными – оолитовыми фациями отложений цикличного терригенного флиша. Мощность флиша достигает 3000-3500 м, а на крайних фланговых ступенях – 700-800 м. Значит, на начальном этапе рифтогенеза кора, расколотая осевыми и листрическими разломами, на границе Моха подвергалась наращиванию и утяжелению, а дно прогибов – изостатическому погружению вследствие глубинных плюмтектонических процессов и диапиризма разуплотненной мантии (Рустамов, 1983; 1986; 1987; 2003; 2004; 2005; 2007). Терригенная флишевая седиментация в цепи прогибов завершается многоэтапным и полисериальным коллизионным магматизмом палеогенового цикла, проявленным на мягком раннеколлизионном этапе комагматическими вулкано-плутоническими ассоциациями. Магматизм, сосредоточенный вдоль глубинного разлома с корнями в осевой зоне рифта и на его фронтальной фланговой ступени, составляет довольно протяженные вулкано-плутонические пояса во внутренних плейттектонических зонах Персидско-Кавказского сегмента (рис. 4). Этот факт и одновременно петрохимическая полисериальность вулканизма и плутонизма во всех поясах подтверждают мнение автора о том, что палеогеновый цикл магматизма Средиземноморского пояса не субдукционного происхождения (Rustamov, 1994; 2002).

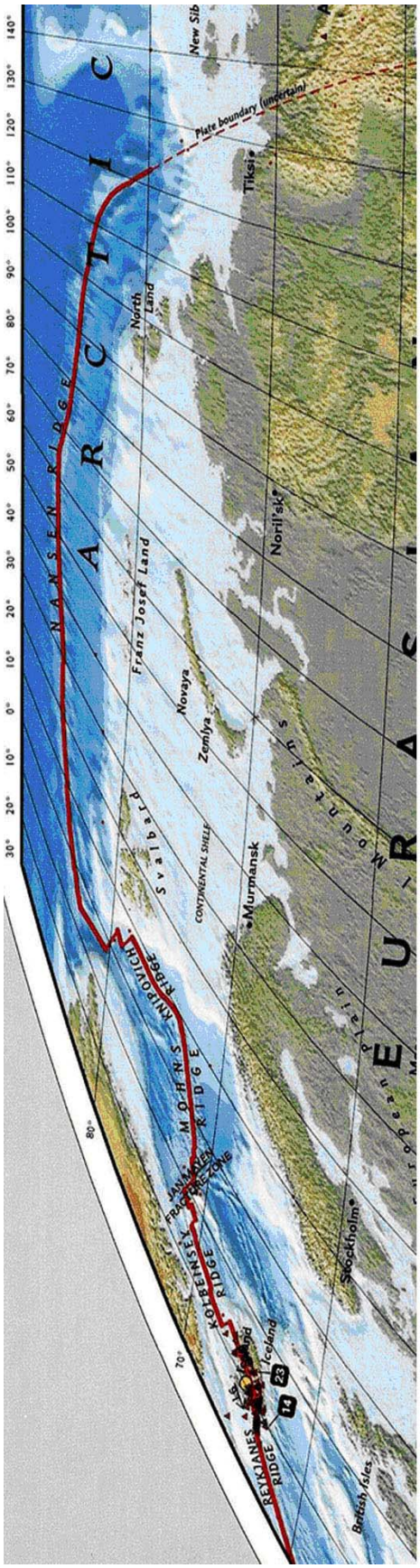


Рис. 2. Зарождение Североатлантического спредингового рифта в направлении Арктики

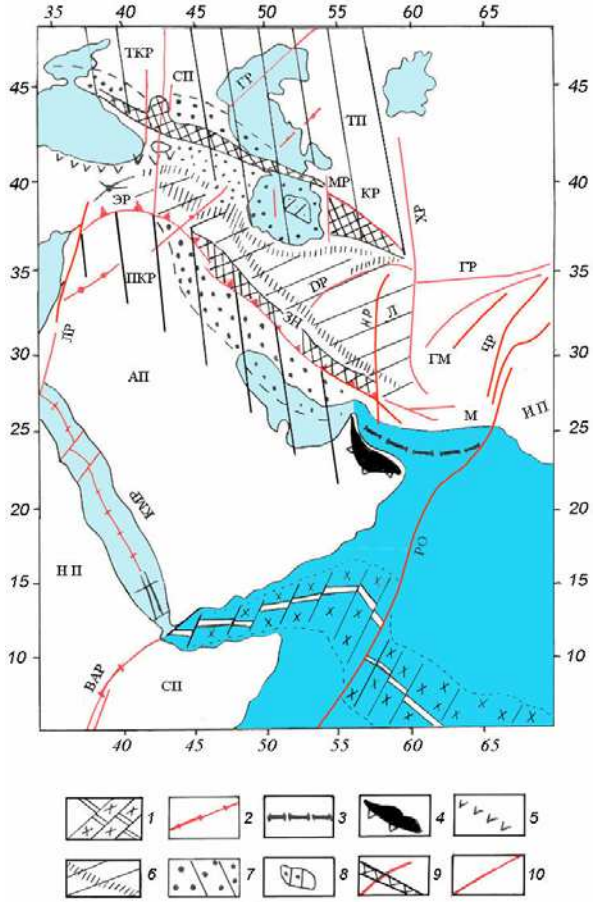


Рис. 3. Схема геодинамики коллизионного периода распространения магматического поля с рудномагматическими системами и амагматических осадочных бассейнов с нефтегазоносными системами

1 – зона спрединга океанической коры в кайнозое; 2 – внутриконтинентальный рифтогенез – Красноморский (КМР) и Восточный Африканский (ВАР) рифты; 3 – направление раскола сухого спрединга в Оманском заливе, формирование океанической коры с чехлом терригенных осадков высокоскоростных течений (P_1^3- Q) и глубоководных карбонатов с грубокластическими осадками (P_2^2 – Q); 4 – Оманские позднемеловые офиолитовые покровы Ховашин и Семайл над автохтонными известняками (P – K_2 cm); 5 – Понтийско-Аджаро-Триалетский вулкано-плутонический пояс палеогена Черноморского сегмента; 6 – коллизионное магматическое поле и системы вулкано-плутонических поясов палеогена Персидско-Кавказского сегмента; 7 – амагматическое поле и синкомпрессионные прогибы с перманентным погружением (P_1 – Q) и нефтегазоносными системами; 8 – относительно устойчивые глыбы; 9 – синколлизионные поднятия складчатых систем; 10 – линеаменты и глубинные разломы. **Буквами обозначены:** СП, ТП – Скифская и Туранская плиты Евразиатского континента; ИП – Индийская плита; АП, НП, СП – Аравийская, Нубийская, Самалийская плиты Афро-Аравийского континента. Разломы: ХР, НР – Харирудская и Нейбандская ветви Урало-Оманского линеамента, ТКР – Транскавказский, ЛР – Ливантийский, РО – Оуэнский, ЧР – Чаманский, ДР – Дорунейский, МР – Мессерианский, КР – Предкопетдагский, ЗН – Загросский надвиг, ПК – Пальмиро-Абшерон-Казахстанский, ГВ – Гурьевский, ГР – Герирудский; ГМ – Гельмендский срединный массив Афганского сегмента.

Другая примечательность коллизионного магматизма заключается в том, что каждая вулкано-плутоническая ассоциация проявлена в переменной геодинамической обстановке растяжения и компрессии. Указанная закономерность устанавливается последовательной сменой кинематики трещинного вулканизма трещинно-центральным и центральным типами, повышением кремнекислотности пород и завершением внедрения комагматических гранитоидов. Соответственно, вследствие переменной обстановки коллизионной геодинамики в формировании каждой вулкано-плутонической ассоциации происходит смена глубинного очага ранней стадии вулканизма периферическими очагами на последующих стадиях, порою имеющими верхнекоровый уровень становления, и с ними всегда связано кальдерообразование (Рустамов, 1973; 1983). В кальдерах как вулкано-тектонических структурах размещаются не только комагматические гранитоиды, но и многофазные интрузии с повышенной калиевой щелочностью без вулканических комагматов. В зоне глубинного разлома вулкано-тектонические структуры с гранитоидами представляют собой рудно-магматические системы вулкано-плутонических поясов, локализующие месторождения и проявления молибдена, меди, полиметаллов, редких и радиоактивных элементов.

В период жесткого этапа коллизии континентов Афро-Аравии и Евразии и внутренних плит происходят существенные изменения в тектоническом плане рассматриваемого сегмента. Окончательно закрываются бассейны палеогеновых вулкано-плутонических поясов с завершающими туфогенно-флишоидными отложениями верхнего эоцена вследствие инверсии, предшествующей или синхронной формированию коровых гранитоидных очагов. Проявлением полифазных гранитоидных комплексов петрохимически различного типа и собственно плутонической ассоциации (25-18 Ма) без вулканических комагматов завершается палеогеновый цикл магматизма в Персидско-Кавказском сегменте, и, в свою очередь, высокая компрессионная обстановка сопровождается линейной складчатостью и формированием зрелой континентальной коры в вулкано-плутонических поясах.

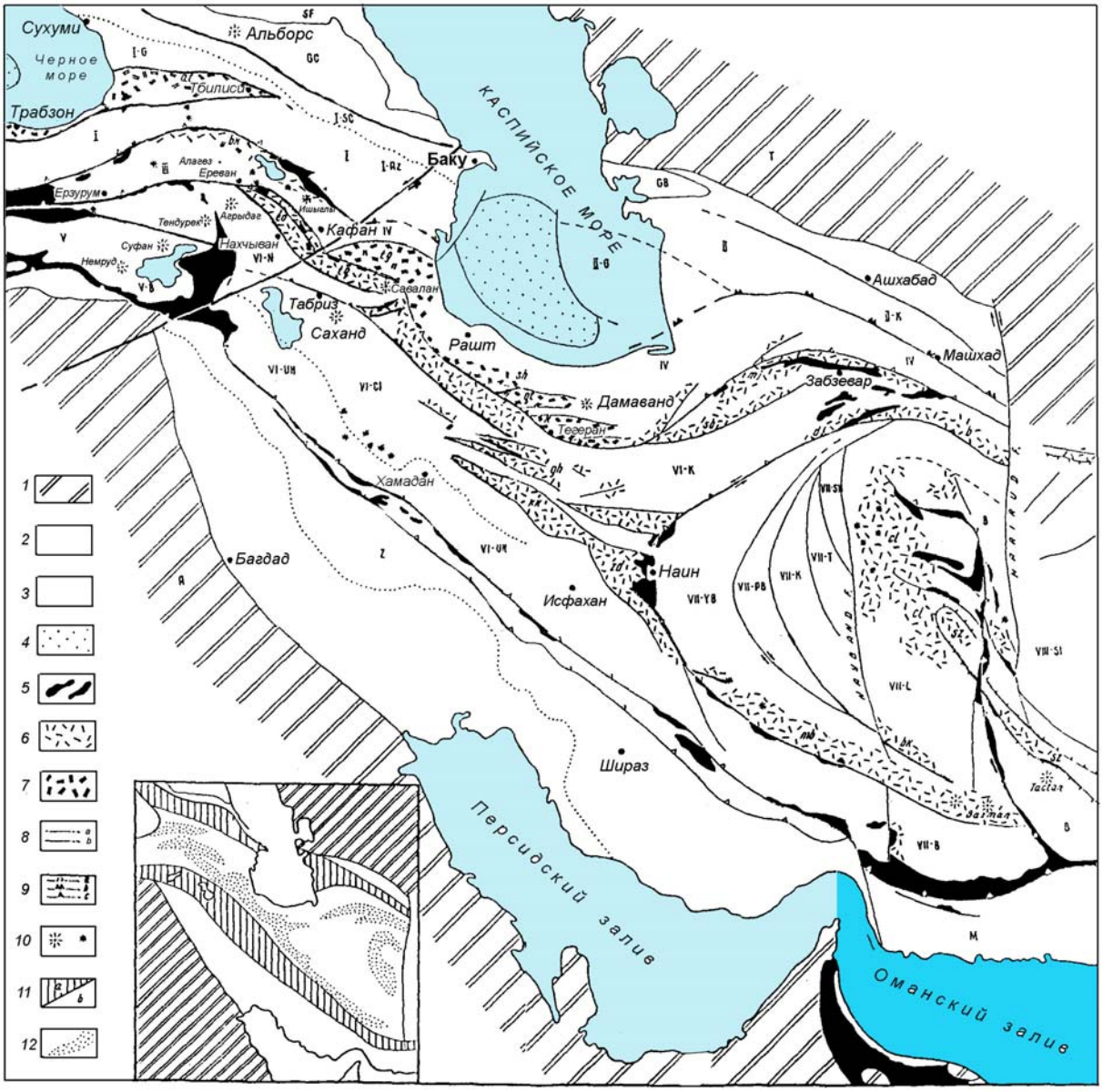


Рис. 4. Тектоническая позиция палеогеновых вулкано-плутонических поясов Персидско-Кавказского сегмента Средиземноморского пояса (составил М.И. Рустамов)

1 – Афро-Аравийский и Евразиатский континенты; Аравийская плита (A) и эпигерцинские Скифская (SF) и Туранская (T) плиты. 2 – Синкомпрессионные прогибы амагматических полей: M – Месопотамский, SC – Южнокаспийский, TC – Терско-Каспийский, PK – Предкопетдагский. 3 – Плиты и их блоки: I – Закаспийско-Южнокавказская плита, Грузинская (I - G), Азербайджанская (I - Az), Южнокаспийская глыбы (I - Sc); II – Анадолу-Центральномалокавказская плита с Эрзурумским (э), Мисханским (m) и Кафанским (к) блоками; III – Альборсская плита с Талышским (t), Центральноальборсским (ca) и Аладаг-Биналудским (ab) блоками; IV – Восточнотаврская плита и Битлисский (Б) блок; V – Иранская плита с северной Гарадаг-Нахчыванской (gn) и южной Урмия-Хамаданской (uh) зонами и Центральноиранским массивом; VI – Кевирская плита (VI - K); VII Лутская плита с Лутским (VII - L) и Базманским (VII - B) массивами и зонами Шотари (sh), Табас (t), Керман (к), Пошт-Бадам (pb) и Язд-Биабан (yb); VIII – Систанский массив (VIII-si); IX – Крым-Большой Кавказ-Копетдагская складчатая система: северный склон Большого Кавказа (gn), южный склон (gs), Большой Балхан (gb), Копетдаг (K); X – Загросская (z), Восточноиранская и Макранская складчатая система. 4 – Резургентная (океанизированная) кора. 5 – Обнаженные офиолиты Мезотетиса. 6-7 – Палеогеновые вулкано-плутонические ассоциации: 6 – полисериальные ассоциации с гранитоидным магматизмом; 7 – преимущественно щелочные и субщелочные вулканиты. Вулкано-плтонические пояса: Малокавказ-Центральноиранской (bk, eo, qr, to, kk, zd и др); Талыш-Альборсской (tg, g, sh и др), Дорунейской (d и b) и Лутской систем Центрального сегмента и Аджаро-Триалетский (at) пояс Радопи-Бургас-Понтийской системы Черноморского сегмента. 8 – Фрагменты сутуры южной ветви Палеотетиса (а), южная граница окраинного моря Палеотетиса (в). 9 – Зоны разломов Загросской и Дорунейской коллизионной сутуры Мезотетиса (а), некоторые региональные разломы (в). 10 – Неоген-четвертичные наземные крупные и мелкие вулканы.
Вставка карты: модифицированные реконструкции Центрального сегмента СЗП; точки – вулкано-плутонические пояса палеогена, одинарные линии – внешние зоны пояса.

В связи с последними процессами и высоким темпом поднятия поясов, на их бортах на границе с древней плейттектонической зоной возникают внутренние узкие, в последующем расширяющиеся межгорные молассовые прогибы, соответственно заполненные красноцветными грубообломочными и пестроцветными эвапоритовыми молассами олигоцена – раннего миоцена. Молассовые прогибы изостатического происхождения хотя и расширяются в миоцене, однако в связи с проявлением неогенового цикла вулканизма во внутренней области сегмента в условиях регионального поднятия в конце сарматского века освобождаются от морского бассейна.

В жесткой обстановке коллизии континент-континент синхронно с бассейнами вулкано-плутонических поясов закрывается также флишевый трог Большого Кавказа и Абшеронского порога, и в результате тектонической перестройки региона возникает несколько смещённый к югу периклинальный молассовый прогиб в зоне Южный Гобустан – Абшерон – Челекен с большими мощностями терригенных отложений олигоцена, неогена и квартера. В данном периоде также происходит максимальной мощности седиментация молассов в Центральном Южнокаспийском и Западнотуркменском прогибах, т.е. в целом в мегавпадине Южного Каспия. При этом периклинальные прогибы Малого и Большого Кавказа соединяются лишь в среднем миоцене, формируется единая Куринско-Южнокаспийская мегавпадина с различными геодинамическими типами структуры дна. Что касается запаздывания или несинхронного закрытия флишевого трога Большого Кавказа и океанических бассейнов Мезотетиса, то это обусловлено главным образом относительно высоким темпом дрейфа в позднем мелу и кайнозое континента Афро-Аравии, нежели Евразии. С другой стороны, океанические бассейны Мезотетиса Персидско-Кавказского сегмента были заложены на пери-Гондванской окраине, и поэтому в их мозаичных конфигурациях материковые литосферные плиты сложены континентальной корой байкалидов, а крайне северная ветвь Мезотетиса от Добруджи до Копетдага характеризуется граничными плейттектоническими областями эпигерцинской консолидации гранито-метаморфической коры литосферных плит на окраине Евразии.

Очевидно, в позднем кайнозое в обстановке коллизии континент-континент компрессия внутренних плит в Персидско-Кавказском сегменте не прекращается, а ускоряется темп на хрупком коллизионном этапе. В частности, на Малом Кавказе продолжаются коллизии Даралагезского блока Иранской плиты с Центральной Малокавказской плитой сопряженных террейнов (континентальных блоков) Мезотетиса – Эрзурумского, Мисханского и Кафанского. В свою очередь происходит коллизия последних с Южнокавказской плитой, состоящей из отдельных блоков. По нашему мнению, широкая зона коллизии в области вышеуказанных сопряженных континентальных блоков, расколотых сквозными разломами глубокого заложения в трех направлениях, является наиболее проницаемой зоной в процессах приразломного растяжения и проявления многоэтапного полиформационного неогенового цикла вулканизма. Вследствие этого внутренняя область палеогенового и неогенового циклов магматизма с новообразованной зрелой корой превращается в геоморфологическое или коллизионное поднятие и горные хребты в современной тектонике региона. Отмеченные события отчетливо наблюдаются также на территории Ирана и восточной Анатолии, местами даже в виде грабенов и горстов.

Завершая рассмотрение некоторых вопросов коллизионного магматизма, уместно отметить важный геологический факт в отношении крупного вулкана Ишыглы (3581 м), являющегося центром верхнеплиоцен-четвертичного вулканизма на Гарабагском нагорье Малого Кавказа. Известно, что после затухания вулканизма в жерле вулкана начинается фумарольная и сольфаторная деятельность, что отчетливо наблюдается в ночное время в виде языков пламени, как на вулкане Авача на Камчатке и др. Поэтому населяющие Гарабагское нагорье еще в древности турки-азербайджанцы называли вулкан «Ишыглы» (светящая гора), а Азербайджан – «Одлар юрду» (страна огней), на территории которой геологически недавно действовали крупные вулканы Ишыглы, Алагез, Агрыдаг, Саханд, Савалан и др., а также гора Янардаг, привлекающая внимание огнями нефтяных газов.

Таким образом, тектоническая активность Персидско-Кавказского сегмента в коллизионной геодинамической обстановке компрессии и растяжения продолжается и на современном этапе, причем кайнозойские поддвиги, надвиги и редкие покровы структурно-вещественных комплексов и даже офиолитов и их протрузий в складчатых системах не следует причислять к субдукционным процессам, так как они возникли в результате деформации чехла континентальной коры в складчатых фазах тектогенеза. С позиции геологии и физико-механики материковой коры субдукция мозаично сочлененных плит не возможна на любом уровне литосферы. Вместе с тем в условиях сближения литосферы континентов и возрастающей обстановки компрессии под воздействием или во взаимосвязи с новой зарождающейся в глубоких недрах Земли плюмтектоники в Персидско-Кавказском сегменте, в его конкретных зонах вдоль глубинных разломов происходил диапиризм разуплотненной аномальной мантии, что имеет определяющее значение в геодинамической эволюции данного сегмента, в развитии палеогенового и неоген-четвертичного циклов многоэтапного магматизма и в формировании нефтегазоносных осадочных бассейнов.

В результате глубинных плюмтектонических процессов важное значение имеет дифференциация структурно-геодинамической полярности и строгое обособление магматических и амагматических полей сегмента, а также областей или структур деструкции и конструкции коры в кайнозое (рис. 3). Многоэтапный вулканизм и плутонизм во внутренних областях рассматриваемого сегмента сопровождается конструкцией мощной (до 55 км) зрелой континентальной коры, а в амагматических внешних областях в результате деструкции – поглощения мантией и утонения возникает резургентная консолидированная кора (8-15 км) с мощным осадочным чехлом. По сейсмическим параметрам резургентная кора сходна с океанической или с базальтовой корой. Однако допускается серьезная ошибка при принятии подобной коры за реликты океанической или в местах с маломощным (3-5 км) сейсмическим «гранитным» слоем (массив Година, Бакинский архипелаг) – за базальтовый слой континентальной коры, что приводит к геотектоническим и геодинамическим неоправданным выводам. Южнокаспийский бассейн с различным геодинамическим типом структуры дна имеет новообразованную резургентную кору, аналогичную таковым, широко развитым в Средиземноморском поясе (Эгейский, Тирренский, Альборанский, Алжиро-Прованский и др.) и древних орогенных областях (Прикаспийский прогиб и др.).

Следует отметить, что принципиальное значение имеют геотектонические и геодинамические факторы мантийного диапиризма. Перемещением разуплотненной мантии в литосфере причинно-следственной связью обусловлена геодинамическая дифференциация глубинных мантийных и коровых процессов в Персидско-Кавказском сегменте с формированием в центральной его области магматического поля вулкано-плутонических поясов и ареального вулканизма, а во внешних зонах (Черноморско-Южнокаспийская, Месопотам-Персидская) амагматических полей осадочных мегавпадин с мощным чехлом молассовых отложений. Подтверждением связи магматизма с мантийным диапиризмом и впервые нами установленной закономерности служат взаимосвязь и синхронность заложения Аденского рифта, океанизация коры Оманского залива и формирование палеоценовых рифтогенных флишевых трогов вулкано-плутонических поясов. Примечательно то, что довольно протяженная (более 2,3 тыс.км) Малокавказ-Центральноиранская система вулкано-плутонических поясов по простиранию является продолжением «сухого спрединга» Оманского залива. Совокупность данных исследований территорий Омана, Макрана и Загроса свидетельствует о нереликтовой природе океанической коры Оманского залива, являющейся новообразованной после закрытия океанического бассейна Южной ветви Мезотетиса и становления покровов территории Семейла, Ховашина, Нейриза и др. Причиной подобного феномена является «сухой спрединг», по В.Е.Хаину (1995), выявленный им в некоторых регионах мира, и в том числе в Среднеземноморском поясе.

Нами рассматривается геодинамическая взаимосвязь и генетическое единство мантийного диапиризма и «сухого спрединга» в Оманском заливе с разобщением гигантских

офиолитовых покровов территории Омана и Макрана на восточном фланге Урало-Оманского линеамента и синхронным возникновением на западном фланге последнего вулкано-плутонических поясов палеогена и ареального вулканизма неогена во внутреннем магматическом поле, которое с юга и севера обрамляется синкомпрессионными осадочными бассейнами с большой мощностью отложений кайнозоя (Персидско-Месопотамский, Куринско-Южнокаспийский) во внешних амагматических зонах рассматриваемого сегмента Средиземноморского пояса. При этом если во внутреннем магматическом поле развиты рудномагматические системы, то в амагматических полях вдоль глубинных разломов сосредоточены нефтегазоносные системы (Рустамов, 2005; 2007).

Заключение

– Вступление Персидско-Кавказского сегмента и в целом Средиземноморского орогенного пояса в коллизионную геодинамическую эволюцию обусловлено глубинно-мантийными плюмтектоническими процессами и диапиризмом разуплотненной мантии в глобальном масштабе в недрах Земли. Эти процессы начинаются на рубеже позднего сенона и палеоцена после относительной стабилизации (28-20 Ма) тектонических, магматических и геодинамических процессов, сопровождаемых седиментацией почти всюду карбонатной фации.

– В коллизионной геодинамике компрессионная обстановка позднеальпийского тектогенеза возрождается не столько из-за противоположного вращательного дрейфа Евразии и Афро-Аравии, а главным образом из-за относительно разных скоростей их дрейфа в северном направлении в Земной сфере.

– Коллизионная геодинамика носит прерывисто-непрерывный характер, имеет различную интенсивность и продолжительность в каждой из орогенных фаз кайнозоя – ларамической, пиринейской, савской, штирийской, атической, кавказской, радопской и валлахской. Установлены переменная обстановка растяжения и компрессии в проявлении каждой вулкано-плутонической ассоциации палеогенового цикла магматизма, что и характерно для отдельных этапов неогенового вулканического цикла.

– На основе комплексных индикаторных факторов коллизионная геодинамическая эволюция Персидско-Кавказского сегмента расчленяется на мягкий раннеколлизионный, жесткий собственно коллизионный и хрупкий позднеколлизионный этапы. Для каждого характерен собственный стиль деформации и структурообразования с проявлением палеогенового и неогенового циклов магматизма при синхронном развитии осадочных бассейнов.

– В коллизионной эволюции сегмента отчетливо выражена дифференциация структурно-геодинамической полярности областей деструкции и конструкции коры, сопровождаемая синхронным формированием зрелой континентальной коры во внутреннем магматическом поле вулкано-плутонических поясов и ареального вулканизма, где сосредоточены рудно-магматические системы с крупными месторождениями металлов на Малом Кавказе и в Иране. Амагматические поля молассовых синкомпрессионных мегавпадин с мощным осадочным чехлом характеризуются нефтегазоносными системами вдоль глубинных разломов и представляют собой в рассматриваемом сегменте крупные Южнокаспийское и Персидское нефтеносные провинции.

ЛИТЕРАТУРА

АЗИЗБЕКОВ, Ш.А., РУСТАМОВ, М.И. 1973. Некоторые особенности офиолитов Кавказа, Ближнего и Среднего Востока. В сб.: *Офиолиты в земной коре*. Наука, Москва, 83-87.

ДИЦ, Р., ХОЛДЕН, Дж. 1974. Распад Пангеи. В кн.: *Новая глобальная тектоника*. Мир, Москва, 315-329.

РУСТАМОВ, М.И. 1986. Геодинамика мезокайнозойского магматизма в зоне сопряжения Иранской и Закавказской плит. В сб.: *Геодинамика Кавказа*. Ереван, 169-170.

РУСТАМОВ, М.И. 1976. Кальдеры с конфокальными гранитоидами – новый морфогенетический тип проявления магматизма на Малом Кавказе. *ДАН СССР*, 228, 6, 1403-1406.

РУСТАМОВ, М.И. 1983. Новые данные об эволюции палеогенового магматизма Малого Кавказа. В сб.: *Эволюция магматизма в главнейших структурах Земли.* Наука, Москва, 65-66.

РУСТАМОВ, М.И. 1987. Магматические формации Араксинской зоны и задачи дальнейших исследований. В сб.: *Вопросы геологической петрологии Азербайджана*. Элм. Баку, 44-64.

РУСТАМОВ, М.И. 2003. Рудно-магматические системы палеогеновых вулкано-плутонических поясов Иран-

Кавказского сегмента. В матер. Межд. научно-практич. конф.: *Проблемы рудных месторождений и повышения эффективности геологоразведочных работ*. Ташкент.

РУСТАМОВ, М.И. 2004. Нефтегазоносная система Южно-Каспийского бассейна. В сб. МГК-32: *Геология регионов Каспийского и Аральского морей*. Алматы, 274-281.

РУСТАМОВ, М.И. 2005. Южнокаспийский бассейн – геодинамические события и процессы. Nafta-Press. Баку. 344с.

РУСТАМОВ, М.И. 2007. Главные тенденции геодинамической эволюции Центрального сегмента Тетиса. В сб.: *Проблемные вопросы геодинамики, петрологии и металлогении Кавказа*. Nafta-Press, Баку, 14-35.

РУСТАМОВ, М.И. О наличии кальдеры на Малом Кавказе и механизм ее формирования. *ДАН СССР*, 1973, 211, 6, 1426-1428.

ХАИН, В.Е. 1995. О взаимосвязи процессов, происходящих на границе литосферных плит. *Геотектоника*, 2, 99-102.

McKENZIE, D. 1970. Plate tectonics of the Mediterranean region. *Nature,* 226, 239-243.

McKENZIE, D., SCLATER, J. 1971. The evolution of the Indian Ocean since the Late Cretaceous. *Geophys J.Roy. Actron. Soc*., 24, 437-528.

PITMAN, W., III, TALWANI, M. 1972. Sea-floor spreading in the North Atlantic. *Geol. Soc. Am., Bull*., 83, 619-646.

RAUMER, I.F., STAMFLI, M., BUSSY, F. Gondwana-derived microcontinents – the constituent of the Variscian Alpine collisional orogenes. *Tectonophysics*. 2003, 365, 7-22.

RUSTAMOV, M. 1994. Collision-riftogenic volcanism paleogene of Iran-Caucasus segment of the mediterranean orogen. *International Volcanological Congress*. IAVCEI. Ankara, Turkey.

RUSTAMOV, M. 2002. Geodynamic evolution of the South-Caspian basin and its oil and gas bearing system. *6 th International oil and gas conference*. OGU. London-Tashkent, 161-176.

STAMFLI, G.M., BOREL, G.D. 2002. A plate tectonic model for the Paleozoic and Mezozoic constrained by dynamic plate boundaries and restored synthetic oceanic isochrones. *Earth Planet. Sci. Left.* 196, 17-33.

STOCHLIN, J. 1968.Structural history and tectonics of Iran – a review. *Am.Assoc. Petr.Geol.Bull*., 52, 7, 1229-1258.

Рецензент: академик А.Д.Исмаил-Заде

© Ш.Д.Мусаев, Н.А.Новрузов, Ф.Д.Гусейнов, 2012

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПОИСКОВ ПОЛИГЕННЫХ КОЛЧЕДАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ БАЛАКЕН-ЗАГАТАЛЬСКОГО РУДНОГО РАЙОНА БОЛЬШОГО КАВКАЗА

Ш.Д.Мусаев[1], Н.А.Новрузов[2], Ф.Д.Гусейнов[1]

1 – *Азербайджанская международная промысловая операционная компания*
AZ 2008, г.Гянджа, ул. З.Гаджиева, 25

2 – *Институт геологии НАН Азербайджана*
AZ1143, Баку, просп.Г.Джавида, 29А
e-mail: nnovruz@rambler.ru

Открытие в 60-х годах XX века азербайджанскими геологами залежей колчеданно-полиметаллических руд на южном склоне Большого Кавказа обусловило подробное изучение всех аспектов геологии этих месторождений, проведение широких геологоразведочных работ, подсчет запасов и подготовку их к эксплуатации. Однако и сегодня остается открытым вопрос – исчерпаны ли ресурсы южного склона Большого Кавказа этими месторождениями или имеются перспективы обнаружения новых рудных залежей либо увеличения ресурсов за счет доразведки рудопроявлений, а также разведанных месторождений. В статье на данный вопрос дан положительный ответ; приводится оценка перспектив рудного района с указанием конкретных участков и рекомендациями проведения геологоразведочных работ.

Введение

Балакен-Загатальский рудный район расположен в пределах Чхалта-Сарыбашской и Бзыбско-Тфанской структурно-формационных (металлогенических) зон мегантиклинория (металлогенической провинции) южного склона Большого Кавказа. Чхалта-Сарыбашская структурно-формационная зона (СФЗ) охватывает собственно южный склон Главнокавказского хребта и характеризуется нижне-среднеюрскими отложениями преимущественно песчано-глинистой и аспидной формаций. Бзыбско-Тфанская СФЗ охватывает Главнокавказский хребет и приводораздельную часть южного склона, где обнажаются более древние отложения, представленные терригенной формацией нижней юры, флишоидами и аспидными сланцами средней юры. В этой зоне широко развиты магматические комплексы, образующие дайковые пояса. Для обеих зон характерна также интенсивная складчатость, расчленение на блоки поперечными флексурами и разломами. Геолого-тектоническая характеристика рудного района, равно как результаты исследований геологии, минералогии, генетических особенностей отдельных рудных месторождений обобщены в коллективных трудах «Геология Азербайджана, т.6 – Полезные ископаемые» (2003) и «Минерально-сырьевые ресурсы Азербайджана» (2005).

В пределах Балакен-Загатальского рудного района наряду с моногенными (существенно пиритовыми) гидротермально-осадочными рудами широкое развитие получили также гидротермально-метасоматические, образующие в совокупности полигенно-полихронные месторождения колчеданных руд. Сложность установления критериев по поиску полигенно-полихронных месторождений обусловлена тем, что область Большого Кавказа характеризуется интенсивной дислоцированностью рудовмещающих отложений, которая в значительной мере затушевывает признаки и критерии по выявлению новых залежей гидротермально-осадочных руд, являющихся геохимическим барьером для осаждения сульфидов полезных компонентов при гидротермально-метасоматических процессах.

О поисковых критериях колчеданных месторождений региона

Многолетние исследования различных групп специалистов, а также собственные

данные авторов показывают, что в основу установления поисковых критериев по выявлению колчеданных руд полигенных месторождений на южном склоне Большого Кавказа должны быть положены два основных фактора: литофациальные и геохимические анализы раннегеосинклинальных рудовмещающих отложений, а также характер, длительность и интенсивность тектонических деформаций, охватывающих те или иные участки развития этих пород.

Обобщение результатов предыдущих исследований (Курбанов, 1982; 1984; 1986 и др.) позволяет выделить следующие главные критерии поисков сульфидных месторождений в пределах колчеданоносной провинции южного склона Большого Кавказа:

а) наиболее благоприятными для образования гидротермально-осадочных руд являются локальные глубоководные морские котловины с застойными водами, в которых создаются условия концентрации сероводородного потенциала, обуславливающего высокое содержание сульфидной серы, органического вещества и закисного железа, полное отсутствие донной фауны. Эти условия отражены в широком развитии в глубоководных осадках $C_{орг.}$, сульфидных конкреций и пластовых горизонтов с рассеянной сульфидной минерализацией, фациальной смене последних как по вертикали, так и по латерали пирит-сидеритовыми и сидеритовыми конкрециями и горизонтами;

б) для выделения подобных бассейнов наряду с тщательным литолого-фациальным и геохимическим изучением глинистых толщ весьма важное значение имеет выявление фациальных барьеров, сложенных песчанистыми породами, которые в процессе складчатых и разрывных деформаций нередко играли роль геохимических барьеров. В пределах краевых частей СФЗ, подвергшихся наиболее сильным деформациям и превратившихся в зону смятия, имеет место интенсивное пластическое течение вещества, которое приводит к формированию линейных структур нагнетания и интенсивному метаморфизму глинистых фаций. В этих условиях гидротермально-осадочные руды подвергаются интенсивному динамометаморфизму и перекристаллизации. Особенно интенсивно происходят эти процессы в пределах длительно-мобильных глубинных разломов, обычно насыщенных дайками разных поколений (Кехнямяданский глубинный взбросо-надвиг). За пределами Кацдагско-Филизчайского рудного узла к такого рода структурам можно отнести южные ветви Главнокавказского разлома – Джихих-Чугакскую, Водораздельную и другие;

в) более четкие критерии по выделению участков развития сингенетичных гидротермально-осадочных руд устанавливаются в СФЗ, в той или иной степени сохранивших первичные признаки конседиментационных структур и палеотектонических особенностей накопления осадочных фаций. Такой является Филизчай-Аттагайская подзона, которая охватывает Карабчайскую антиклиналь с размещенным в ней наиболее крупным Филизчайским полигенно-полихронным месторождением. Здесь благодаря относительно слабому метаморфизму нижне-среднеюрских терригенных отложений достаточно четко удается выделить области развития рудоносных терригенных фаций.

Для полигенных месторождений, помимо всех вышеперечисленных критериев, должны оставаться в силе те критерии, которые характеризуют формирование гидротермально-метасоматических месторождений. Эти критерии, разработанные Н.К.Курбановым (1982; 1984; 1986), в общих чертах состоят в следующем:

– основным рудоконтролирующим фактором, предопределяющим положение гидротермально-метасоматических залежей является сочетание складчатых и разрывных структур общекавказского направления, при этом продольные разрывы в сочетании с поперечными играют роль рудораспределяющих и рудовмещающих элементов структуры;

– наиболее благоприятными для локализации полигенных колчеданных руд являются глубоководные фации терригенных толщ плинсбах-тоар-ааленского возраста, занимающие различные вертикальные уровни разреза этих отложений;

– для формирования гидротермально-метасоматических типов рудных залежей наряду с широким развитием процесса метасоматического замещения большую роль играют плоскости отслаивания, возникшие в пре-

делах рудоносных разломов в процессе тектонических деформаций близширотного и субмеридионального направлений;

– не менее важным критерием для гидротермально-метасоматических руд являются прямые признаки гидротермальных изменений в терригенных породах в виде карбонатизации, хлоритизации, серицитизации, развития фаций вторичных кварцитов;

– весьма важным поисковым критерием для полигенных колчеданных месторождений являются пояса даек, причем во многом минеральный состав рудных залежей будет предопределяться наличием пород непрерывно-дифференцированной базальт-андезит-дацит-риолитовой или слабо дифференцированной габбро-диоритовой формаций.

Перспективность Балакен-Загатальского рудного района

В связи с различными условиями формирования и масштабами колчеданного оруденения в пределах структурно-формационных зон оценка перспектив рудоносности флангов и глубоких горизонтов месторождений и рудопроявлений дается для каждой из СФЗ в отдельности.

Чхалта-Сарыбашская зона. Первоочередной задачей в пределах этой СФЗ является оценка флангов и глубоких горизонтов Филизчайского месторождения. Учитывая полигенность руд этого месторождения, можно предположить, что разведанная до глубины 900-1000 м по падению залежь с раздувами и пережимами будет прослеживаться в северном направлении до смыкания с Кехнямяданским глубинным разломом, возникшим на месте узкого палеотрога. Имеющиеся данные (Зульфугаров, 1969) свидетельствуют о том, что западный фланг месторождения имеет устойчивое склонение к северо-востоку согласно простиранию западного фациального барьера, а восточный фланг – к северо-востоку также согласно восточному фациальному барьеру. Можно ожидать, что в полосе смыкания рудной залежи с Кехнямяданским надвигом протяженность рудной залежи будет в 1,5-2 раза больше, чем на современном эрозионном срезе близ южного сброса.

Разведку глубоких горизонтов можно проводить лишь скважинами, глубина которых будет превышать 900-1200 м. Эти скважины (порядка 4-5) следует бурить непосредственно к северу от Кехнямяданского разлома в междуречье Карабчай-Буланлыгчай.

Перспективы рудоносности флангов месторождения за пределами фациальных барьеров еще до конца не выяснены. К западу и к востоку от фациальных барьеров можно ожидать выявления новых котловин с застойными водами, о чем свидетельствует широкое развитие горизонтов с пиритовыми конкрециями к востоку от р. Буланлыгчай (800-900 м) на прямом продолжении южного рудоподводящего разлома. Здесь с нарастанием амплитуды разлома не исключена возможность перекрытия предполагаемого гидротермально-осадочного рудного пласта, в связи с чем на современном эрозионном срезе наблюдаются лишь прожилково-вкрапленные руды. На первом этапе предварительной оценки в пределах гребня, разделяющего реки Буланлыгчай и Сагатор, отступив от самого разлома на 500-600 м к северу, следует пробурить контрольную скважину глубиной 1200 м до уровня флишоидной пачки, подстилающей рудоносный глинистый горизонт. Западный фланг оценивается так же, как и восточный, т.к. он характеризуется той же палеотектонической обстановкой и занимает ту же структурную позицию. Однако здесь, в верховьях р. Дербикор, рудоносный горизонт перекрыт верхней песчано-сланцевой (надрудной) толщей губахской серии мощностью до 500-600 м. На этом фланге рекомендуется бурение контрольной скважины до глубины 650-700 м для подсечения рудовмещающей толщи под надрудной подсвитой.

Южный фланг месторождения в пределах свода является малоперспективным. Об этом свидетельствует приуроченность мелких проявлений к крутым разломам, их жилообразная форма, превалирование медно-пирротиновых руд над колчеданно-полиметаллическими, а также то обстоятельство, что здесь обнажаются преимущественно отложения флишоидной пачки подрудной толщи. На это указывает наличие в верховьях ручья Филизчай крупных глыб-останцев колчеданно-полиметаллических руд слоисто-полосчатой текстуры, которые залегают субгоризонтально и, видимо, фиксируют отдельные будины поло-

гой залежи свода Карабчайской антиклинали.

Исключение составляют западный фланг свода и южное крыло Карабчайской антиклинали, где на возможность нахождения новых полигенных рудных залежей указывает широкое развитие прожилково-вкрапленных руд вдоль южного крыла Губахской синклинали, контролируемых взбросо-надвиговыми нарушениями, и крупное тело андезитодацитов. Для оценки западного и юго-западного флангов и южного крыла Карабчайской антиклинали необходимо в ядре Губахской синклинали в районе верховьев реки Гюмбулчай пробурить одну или две контрольные поисково-разведочные структурные скважины глубиной 700-750 м с целью пересечения подошвы песчаной подсвиты.

Рудопроявления Восточно-Карабчайской антиклинали и группы сундучных антиклиналей восточного фланга (меридиан горы Гамзагор) изучены лишь с поверхности. По структурным условиям локализации и по минеральному составу руд (Новрузов, Эфендиев, 1966; Юсифов, 1969; Злотник-Хоткевич, 1970; Кашкай и др., 1979) они во многом напоминают условия локализации Филизчайского месторождения и поэтому могут быть отнесены к потенциально перспективным.

Бзыбско-Тфанская зона. В рассматриваемой СФЗ наиболее перспективными являются Кацдагское и Кацмалинское рудные поля. На Кацдагском рудном поле наибольшее количество залежей сосредоточено в пределах южного центриклинального замыкания Кацдаг-Чугакской синклинали, осложненного северными чешуйчатыми ветвями взбросо-надвигов Кехнямяданского глубинного разлома. Данные штолен №12 и №24 свидетельствуют о том, что разобщенные на дневной поверхности рудные зоны I и III по падению сближаются и в связи с этим на глубоких горизонтах (ниже уровня штольни № 24 на 50-60 м) можно ожидать наибольшую концентрацию разобщенных линзовидно-жилообразных колчеданно-полиметаллических и медно-пиротиновых руд.

К перспективным участкам Бзыбско-Тфанской СФЗ относятся также Джихих-Сагаторское рудное поле с одноименным месторождением, группой рудопроявлений Чугак-Тенрос, горой Чугак и прилегающими склонами. Все перечисленные участки сосредоточены в приводораздельных тектонических ступенях второго порядка, ограниченных с юга Чугакским, а с севера – Главнокавказским разломами. В пределах рудного поля, охватывающего еще два проявления (Биновроc и Водораздельное), остаются неразведанными фланги и глубокие горизонты самого Джихих-Сагаторского месторождения, а также площади указанных рудопроявлений. Учитывая полигенный характер руд рассматриваемого участка, здесь можно ожидать локализации нескольких уровней колчеданных залежей.

Как справедливо отмечает Н.К.Курбанов (1986), комплексные поисковые критерии рудных залежей включают геологические, геохимические и геофизические. Говоря о геохимических критериях, автор отмечает, что эндогенные ореолы колчеданно-полиметаллических месторождений в терригенных отложениях Большого Кавказа характеризуются высокими линейными параметрами и однотипным геохимическим спектром.

По результатам исследований Н.А.Новрузова (2011) установлено, что минералого-геохимическая зональность месторождений региона может быть использована для прогноза и поисков колчеданного оруденения на флангах рудных залежей и в глубоких горизонтах. В распределении основных и примесных компонентов в рудной залежи и околорудном пространстве месторождения Филизчай автором выявлены общие закономерности (увеличение концентраций Zn, Pb, Ag, Tl, Hg и др. в верхней части залежи и надрудной толще; обогащение Cu, Co, Mn, Sn, Mo и др. элементами нижней части рудной залежи и подрудной толщи), являющиеся отражением общей геохимической зональности. Закономерности распределения во вмещающих породах некоторых компонентов (Tl, Ag, Hg, Sn, а также Mo, Bi, K, U и Th) позволяют отнести их к индикаторным элементам на поиски скрытых рудных скоплений. Более или менее стабильные показатели концентрации золота и серебра в нижних горизонтах Филизчайского месторождения наряду с рудосоставляющими компонентами (Cu, Zn, Pb) в качестве геохимических критериев указывают на вероятность продолжения колче-

данно-полиметаллического оруденения на более глубоких горизонтах.

По мнению Н.А.Новрузова (Новрузов, 2002; Novruzov, 2011), некоторое повышение концентраций надрудно-верхнерудных компонентов (Tl, Hg) на нижнем горизонте и нечеткое поведение ряда характерных элементов тыловых (Co, Sn) и фронтальных зон (Zn, Cd) в отдельных рудных телах и вмещающих породах Кацдагского и Джихих-Сагаторского медно-цинково-пирротиновых месторождений имеют индикаторное значение и свидетельствуют о возможном наличии на глубине новых рудных залежей.

Заключение

На основании обработки накопившихся фактических материалов обобщены критерии на поиски полигенно-полихронных колчеданных залежей в нижне-среднеюрских терригенных отложениях в пределах Балакен-Загатальского рудного района (Бзыбско-Тфанская и Чхалта-Сарыбашская структурно-формационные зоны) колчеданоносной провинции южного склона Большого Кавказа. В пределах этих структурно-формационных (металлогенических) зон выявлены перспективные рудоносные участки на флангах и глубоких горизонтах месторождений и рудопроявлений, благоприятные для проведения геологоразведочных работ с целью обнаружения залежей гидротермально-метасоматических руд медно-колчеданно-полиметаллического состава. Результаты многолетних геохимических исследований текстурно-минералогических типов руд и рудовмещающих терригенных отложений региона также указывают на продолжение колчеданно-полиметаллического оруденения на более глубоких горизонтах Филизчайского месторождения и свидетельствуют о наличии на глубине новых рудных залежей в пределах месторождений Кацдаг и Джихих-Сагатор.

ЛИТЕРАТУРА

ГЕОЛОГИЯ АЗЕРБАЙДЖАНА. T.VI. Полезные ископаемые. 2003. Nafta-Press. Баку. 576.

ЗЛОТНИК-ХОТКЕВИЧ, А.Г. 1970. Вещественный состав и генезис Филизчайского колчеданно-полиметаллического месторождения на Южном склоне Большого Кавказа. Автореф. дисс. на соиск. учен. степ. к.г.-м. н. ЦНИГРИ. Москва. 24.

ЗУЛФУГАРОВ, С.Б. 1969. Структурные условия локализации колчеданно-полиметаллических залежей Филизчайского рудного поля. Автореф. дисс. на соиск.уч.степ.к.г.-м.н. ИГАНА. Баку. 20.

КАШКАЙ, М. А. и др. 1979. Геохимия и минералогия колчеданных месторождений Южного склона Большого Кавказа. Элм. Баку. 208.

КУРБАНОВ, Н.К. 1982. Критерии поисков и принципы прогнозирования комбинированных колчеданно-медно-полиметаллических месторождений в альпийской терригенной геосинклинали Большого Кавказа. *Труды ЦНИГРИ*, 168, 87-97.

КУРБАНОВ, Н.К. 1984. Геологические основы прогноза цветных металлов в различных структурно-формационных зонах терригенной эвгеосинклинали Большого Кавказа. *Труды ЦНИГРИ,* 189, 58-70.

КУРБАНОВ, Н.К. 1986. Условия формирования и закономерности размещения стратиформных колчеданно-полиметаллических месторождений терригенных эвгеосинклиналей (на примере альпийской провинции Большого Кавказа). Автореф. дисс. на соиск. учен. степ. д.г.-м.н. ЦНИГРИ. Москва. 49.

МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫЕ РЕСУРСЫ АЗЕРБАЙДЖАНА. 2005. Озан. Баку. 807.

НОВРУЗОВ, Н.А. 2002. Элементы-примеси как индикаторы на поиски скрытых залежей колчеданных руд в нижне-среднеюрских песчано-глинистых отложениях (Большой Кавказ). *Вестник БГУ, сер. естественных наук,* 2, 112-121.

НОВРУЗОВ, Н.А. 2011. Геохимия стратиформных колчеданных месторождений Восточного сегмента Большого Кавказа. Автореф. дисс. на соиск. учен. степ. д.г.-м.н. ИГ НАНА. Баку. 54.

НОВРУЗОВ, Н.А., ЭФЕНДИЕВ, Г.Х. 1966. О вещественном составе руд Филизчайского месторождения. *Известия АН Азерб. ССР*, *сер. наук о Земле*, 6, 56-65.

ЮСИФОВ, Н.Ш. 1969. Текстурные типы и минеральный состав Филизчайского месторождения. Автореф. дисс. на соиск. учен. степ. к.г.-м.н. Азнефтехим. Баку. 34.

NOVRUZOV, N.A. 2011. Admixture-elements and their use as geochemical indicators for search of buried pyrite ores in the Greater Caucasus (Azerbaijan). *Iranian Journal of Earth Sciences,* 3, 2, 91-97.

© X.B.Ağayev, 2012

QUYU GEOFİZİKİ TƏDQİQAT MƏLUMATLARININ KLASTERLƏRƏ GÖRƏ İNTERPRETASİYASI (CXÇ-dəki yataq üzrə)

X.B.Ağayev

AMEA Geologiya İnstitutu
AZ1143, Bakı, H. Cavid prosp., 29A

Məqalədə geofiziki tədqiqat məlumatlarının süni neyron şəbəkəsindən istifadə etməklə klasterlərə ayrılması, klasterlərin dərinlik və petrofiziki xüsusiyyətləri üzrə paylanmasının interpretasiyası nəticələri şərh edilir. Klasterlərin dərinlik üzrə paylanmaya görə mühitin nazik təbəqəliliyi kəmiyyətcə müəyyən edilmişdir. Süxurların petrofiziki xüsusiyyətləri arasındakı asılılığın hətta klasterlərə bölünmüş məlumatlara görə təyin edilməsinin mürəkkəb olduğu göstərilir. Klasterlərin paylanmasından istifadə edilməsi mürəkkəb geoloji quruluşa və termodinamik şəraitə malik mühitdəki süxurların petrofiziki xüsusiyyətlərinin dərinlik üzrə paylanmasını və onların qarşılıqlı əlaqəsini daha dəqiq və mötəbər təyin etməyə imkan verir.

Giriş. Laboratoriya şəraitində çökmə süxur nümunələri üzrə aparılan tədqiqatların nəticələri göstərir ki, eyni litoloji tərkibli süxurlar yaşın, doyumluğun, sementləşmənin, təzyiqin, temperaturun və digər bu cür amillərin fərqli olması səbəbindən petrofiziki xüsusiyyətlərinə görə kəskin fərqlənə və yaxud oxşar petrofiziki xüsusiyyətli süxurlar fərqli litoloji tərkibli ola bilərlər (Мармоштейн, 1985). Real mühitdə isə, məsələn, gil laylarında anomal yüksək lay təzyiqi (AYLT) olduqda onlar üzrə seysmik dalğaların yayılma sürətləri aşağı olur (Буряковский и др., 1986) və digər petrofiziki xüsusiyyətlər fərqlənir. Buna görə də süxurun litoloji tərkibi və ya petrofiziki xüsusiyyətləri məlum olduqda belə, birini digərinə görə hər zaman lazımi dəqiqliklə proqnozlaşdırmaq olmur. Bu çətinlik xüsusən mürəkkəb geoloji quruluşu və termodinamik şəraiti, neft-qazlılığı, palçıq vulkanları, AYLT-nin olması və çökmə süxurlarının yüksək məsaməliliyi ilə səciyyələnən Cənubi Xəzər çökəkliyi (CXÇ) üzrə quyu geofiziki tədqiqat (QGT) materiallarının interpretasiyası zamanı da yaranır (Буряковский, 1985). Buradakı diapir formalı strukturlarda qazılmış quyulara görə eyni stratiqrafik mənsubiyyətli süxurların petrofiziki xüsusiyyətləri əsasında onların litoloji tərkibini, doyumluluğunu yüksək dəqiqliklə təyin etmək olmur. Belə çətinlik QGT və 2D/3D seysmik materialları ilə geoloji kəsilişin proqnozlaşmasında da qarşıya çıxır (Guliyev et al., 2010).

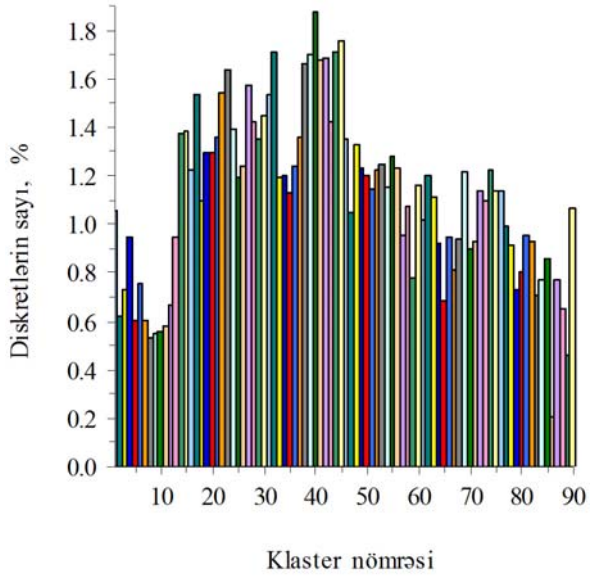
Son zamanlar QGT məlumatlarını interpretasiya edərkən süni neyron şəbəkəsi əsasında hesablanan klasterlərin analizindən geniş istifadə edilir (Chashkov, Valery, 2011; http://hdl.handle.net/10197/1914, http://www.neurogeo.nm.ru/ index.htm). Bu, böyük həcmdə və müxtəlif tipli QGT məlumatlarını kompüterdə oxşarlıq dərəcəsinə görə klasterləşdirməyə, süxurların petrofiziki xüsusiyyətlərinin qarşılıqlı əlaqəsini interaktiv şəkildə müəyyənləşdirməyə, litologiyasını daha dəqiq təyin etməyə imkan verir. Qeyd edilənləri nəzərə alaraq CXÇ üzrə QGT materiallarına görə süxurların petrofiziki xüsusiyyətlərinin tədqiqində bu yeni səpkili imkanlardan istifadə edilməsinə ehtiyac yaranmışdır.

Məqalədə CXÇ-dəki dərin quyu geofiziki tədqiqat məlumatlarının klasterlərə ayrılması, onların dərinlik və petrofiziki xüsusiyyətləri üzrə paylanmasının interpretasiyası şərh edilir. Süxurların petrofiziki xüsusiyyətləri arasındakı asılılığın hətta klasterlərə bölünmüş məlumatlara görə təyin edilməsinin mürəkkəb olduğu göstərilir. Mühitin nazik təbəqəliliyi, klasterlərin dərinlik üzrə paylanmasına görə kəmiyyətcə müəyyən edilmişdir.

Klasterlərin dərinliyə görə paylanması. Tədqiqatda uzununa (V_P) və eninə (V_S) seysmik dalğalı akustik, sıxlıq (δ), məsamələlik ($\hat{e}_m$), xüsusi elektrik müqaviməti (ρ_f) və radioaktivlik (I_γ) üzrə karotaj məlumatlarından istifadə edilmişdir. İnterpretasiya karotaj məlumatlarının hamısı mövcud olan ölçü dərinliklərinə görə aparılmışdır. Belə dərinlik diskretlərinin sayı hər bir karotaja görə 21271-dir. Məlumatlar xüsusi

kompüter proqramı (http://neuroxl.com/products) ilə klasterlərə bölünmüş və onun parametrləri testləşdirmə yolu ilə seçilmişdir. Nəticədə klasterlərin təyini alqoritmi – "Theshold – function"; neyron təbəqələrinin sayı – 20; iterasiyaların sayı – 5000; klasterlərin sayı – 90 müəyyən edilmişdir.

Diskretlərin sayı, histoqramına görə (1-ci şəkil), ən çox diskret 15-45 saylı klasterlər üzrədir. 40 saylı klasterə 1,88%-lə 399, ən çox və 89 saylı klasterə isə 0,21%-lə 44, ən az diskret aiddir. Histoqram klasterlərin təyini zamanı statistik cəhətdən kifayət qədər məlumatdan istifadə edildiyini göstərir.



1-ci şəkil. Klasterlər üzrə diskretlərin sayı histoqramı

Hesablanmış klasterlərin dərinlik üzrə paylanması mürəkkəb formalı zolaqlar şəklindədir (2-ci a şəkil). Məsələn, müxtəlif dərinliklərdə eni təqribən 5-15 klasterdən ibarət çoxlu zolaqlar müşahidə edilir. Hər bir dərinliyə görə ancaq bir klaster hasablanmasına baxmayaraq, eyni dərinlikdə bir neçə klasterin görünməsi şəkildə şaquli miqyasın çox kiçik olmasına görədir. Zolaqların alınması tədqiq etdiyimiz mühitin nazik təbəqəliliyi və klaster sayının çoxluğu ilə əlaqədardır. Hər bir zolağın eninin böyüklüyü onun mənsub olduğu yaxın dərinliklərdə oxşar petrofiziki xüsusiyyətli süxurların çoxluğunu səciyyələndirir. Hər bir zolağın eninin ümumi klaster sayına nisbəti hər bir dərinlik üzrə mühitin nazik təbəqəliliyini kəmiyyətcə göstərir. Zolaqların "inerferensiyası" həmin dərinliklərdə (məsələn, 3100-4000 m) mühitin mürəkkəb petrofiziki xüsusiyyətli olduğunu əks etdirir. Zolaqların dərinlik sərhədləri isə quyu boyunca mühitdəki süxurların petrofiziki xüsusiyyətlərinin kəskin dəyişdiyi yerləri göstərir. Burada həmçinin yaxın dərinliklərdə bir neçə klaster zolağı müşahidə edilir. Məsələn, 4000 m-ə yaxın dərinliklərdə nömrələri təqribən 1-10, 35-47 və 55-65 olan 3 klaster zolağı görünür, onların eni müxtəlif dərinliklərdə fərqlənir. 2800-3100 m, 3800-4500 m və 5200-5800 m dərinlik intervallarının hər birində isə 2 klaster zolağı vardır. Yaxın dərinliklərdəki zolaqların sayı mühitdə petrofiziki xüsusiyyətləri kəskin fərqlənən süxurların sayını kəmiyyətcə göstərir. Tədqiqat zamanı 90 deyil, 120 klasterdən istifadə etdikdə mühitin petrofiziki xüsusiyyətlərinin dəyişməsi daha dəqiq görünəcəkdir. Lakin bu halda, təbii ki, hər bir klasterin təyini zamanı daha az diskretdən istifadə edildiyi üçün onun mötəbərliliyi azala bilər.

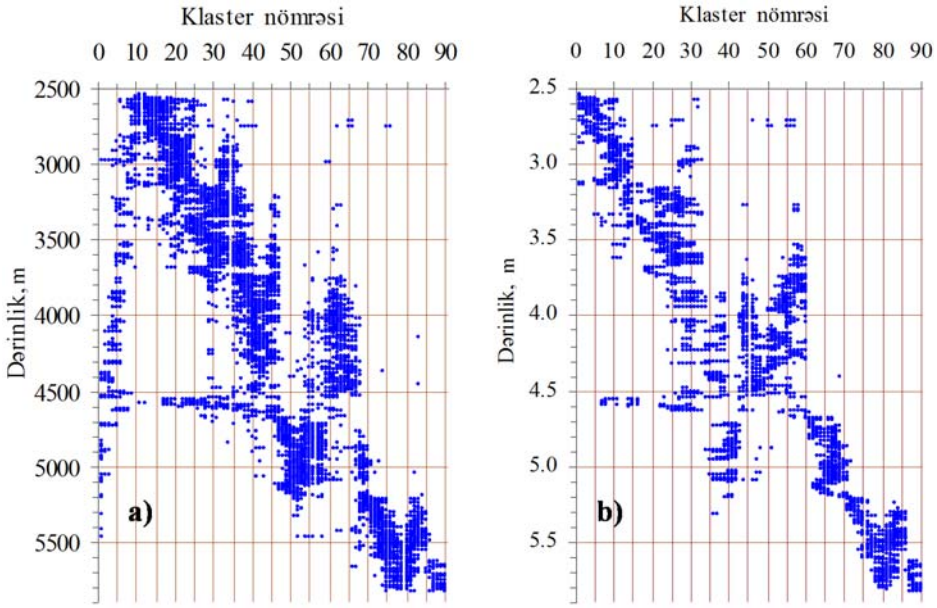
QGT müşahidələri zamanı yaranması ehtimal olunan təsadüfi xətaları aradan qaldırmaq üçün karotaj məlumatları dərinlik boyunca 2 m-lik bazada (15 diskret) ortalaşdırılmışdır. Ortalaşdırmadan sonra hesablanmış klasterlərdə diskretlərin sayı histoqramı əvvəlkindən bir qədər fərqlənir. Klasterlərin dərinlik üzrə paylanması isə əsasən dəyişməsə də, fərqlər vardır (2-ci a,b şəkil). Məsələn, klaster zolaqlarının eninin azalması, nömrələrinin və formasının dəyişməsi, təsadüfi xəta olması güman edilən 1-10 klaster zolağının yox olması müşahidə edilir. Təqribən 3800-4500 m dərinlik intervalında isə klaster zolaqlarının forması, klasterlərin nömrəsi əhəmiyyətli dərəcədə dəyişmişdir. Zolaqların eninin azalması hər bir karotaj üzrə dərinlik boyunca petrofiziki parametr ölçülərinin ortalaşdırma nəticəsində dispersiyasının azalması ilə əlaqədardır. Ortalaşdırmadan sonra klasterlərin paylanması daha aydın görünsə də, mühitin nazik təbəqəliliyi üzrə məlumat qismən təhrif olunmuşdur. Bu nəticə onu deməyə əsas verir ki, hər bir karotaj məlumatının dərinlik üzrə deyil, klasterlərə görə ortalaşdırılması və sonradan yenidən klasterləşdirmə aparılması daha məqsədəuyğun olardı.

Klasterlərin dərinlik üzrə paylanmasının təhlili nəticəsində mühitin nazik təbəqəlilik dərəcəsi və yaxın dərinliklərdə petrofiziki xüsusiyyətləri kəskin fərqlənən süxurların olması kəmiyyətcə müəyyən edilmişdir. Klasterlərin paylan-

masından istifadə edilməsi mühitin petrofiziki xüsusiyyətinin dərinlik üzrə dəyişməsini əyani şəkildə göstərir və QGT məlumatlarını daha mükəmməl interpretasiya etməyə imkan verir.

Klasterlərin petrofiziki parametrlərə görə paylanması. Uzununa və eninə dalğa sürətlərinin klasterlər üzrə paylanması qrafiklərinin (3-cü a,b şəkil) forması, demək olar ki, eynidir. Lakin bəzi yerlərdə, məsələn, 50-70 və 80-90 klaster saylı zolaqların formasında əhəmiyyətli fərqlər müşahidə olunur. Klaster nömrəsi 1-dən 10-a qədər artdıqca V_P -nin və V_S -in xeyli azalması müşahidə edilir. Bu zolaq böyük, 3000-5000 m dərinlik intervalını əhatə edir (2-ci a şəkil) və başqa zolaqlar ilə müqayisədə qeyri-real görünür. İntervalda geostatik təzyiqin 64-112 MPa, temperaturun 57-86°C və Puasson əmsalının 0,25-0,45 geniş hüdudlarda dəyişdiyi şəraitdə eyni petrofiziki xüsusiyyətli süxurların olması ehtimalı azdır. Bunlar zolağın, yuxarıda qeyd edildiyi kimi, təsadüfi xəta ilə əlaqədar olduğunu bir daha göstərir. 10-cu klasterdən sonra sürətlərin variasiyalarla tədricən artması müşahidə edilir. 3800- 4500 m dərinliklərdə, klaster nömrələri təqribən 35-47 və 55-67 olan 2 geniş zolaq (2-ci a şək.) seysmik sürətlərdə də (3-cü a,b şəkil) müşahidə edilir. Zolaqlar klasterlərin paylanma formasına və sürətlərin qiymətlərinə görə çox fərqlənirlər. Sürətlər 1-ci zolaqda 2-ciyə nisbətən yüksəkdir. 80-90 saylı klasterlərdə V_P -nin kəskin azalması V_S -in isə az dəyişməsi müşahidə edilir. Bu anomalyanın süxurların neft-qazlılığı ilə əlaqədar olması güman edilir.

Sıxlıq (3-cü şəkil) və seysmik sürət (3-cü a,b şəkil) qrafiklərini müqayisə edərkən, təbii ki, formaca ümumi oxşarlıq görünsə də, fərqli cəhətlər də çoxdur. Məsələn, 80-90 klasterlərində sürətdən fərqli olaraq, sıxlığın kəskin azalması müşahidə edilir. Sıxlıq və sürət qiymətlərinin dəyişməsi mütənasibliyinin klasterlər üzrə fərqlənməsi 15-25 klasterlər zolağında daha aydın görünür. Klasterlər üzrə sıxlıq və sürətarası asılılıq qrafikində yüksək dispersiya müşahidə edilir. 3800-4500 m dərinliyə aid olan 35-47 və 55-65 saylı kalasterlərdə müşahidə edilən (2-ci a şəkil) zolaqların yaranma səbəbini müəyyənləşdirək. Birinci və ikinci zolaqlara görə, fərq V_P-də + 4,2% (3-cü a şəkil), V_S-də + 10,8% (3b şəkil), δ -də – 2,8% (3-cü c şəkil), $\hat{e}_m$ -də – 16,9% (3-cü ç şəkil), ρ_f -də – 28,4% (3-cü d şəkil) və I_γ-də – 13,4% (3-cü d şəkil) təşkil edir. İkinci zolaqda birinciyə nisbətən V_P və V_S -in artması, κ_m, ρ_f və I_γ -in isə əhəmiyyətli dərəcədə azalması zolaqların aid olduğu dərinlik intervalında yaxın termodinamik şəraitdə yerləşən fərqli litoloji tərkibli süxur təbəqələrinin növbələşməsini göstərir.

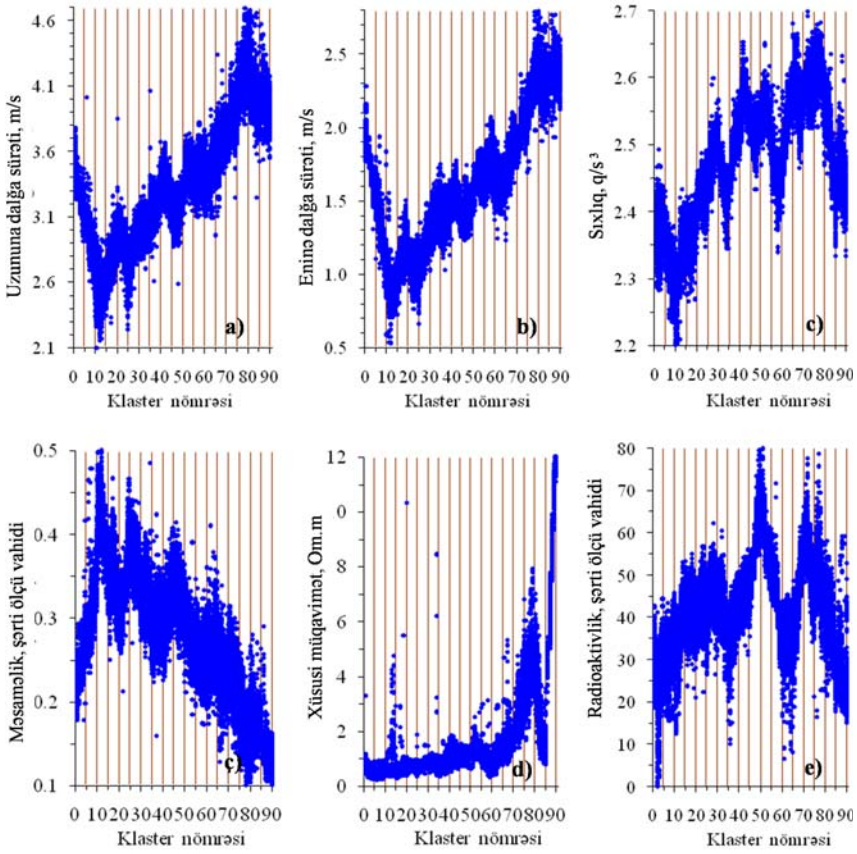


2-ci şəkil. Klasterlərin dərinlik üzrə paylanması, ortalaşdırmadan əvvəl (a) və sonra (b)

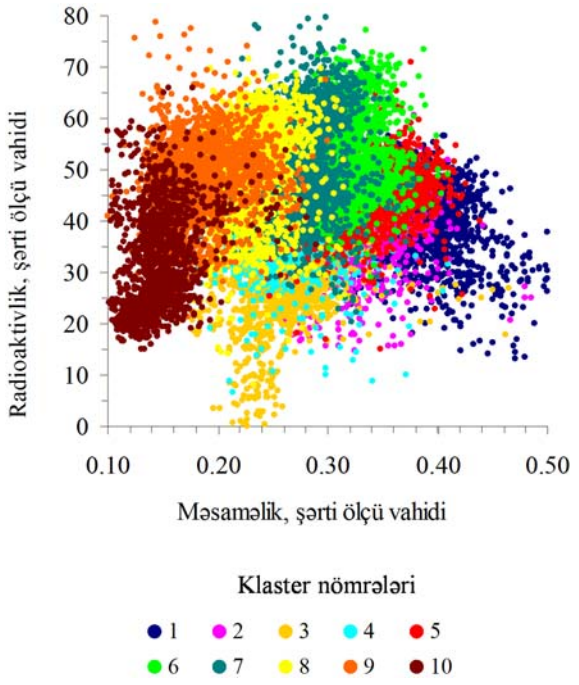
Məsaməlik (3-cü ç şəkil) və sıxlıq (3-cü c şəkil) qrafiklərində təbii olaraq ümumən tərs mütənasiblik müşahidə edilir. Lakin mütənasibliyin ölçüsü klasterlər üzrə fərqlidir və bu, 65-80 klasterlərində daha yaxşı görünür. Buradakı klaster zolaqlarının eni bir çox yerlərdə sıxlıq qrafikinə (3-cü c şəkil) nisbətən genişdir. Məsaməlik və sıxlıq qrafiklərinin klasterlər üzrə fərqlənməsi xarakteri mühitin bu iki xüsusiyyəti arasında asılılığın mürəkkəb olduğunu göstərir. Bu, sıxlıq və sürət arasındakı asılılığın qrafikində də görünür.

Xüsusi elektrik müqaviməti klaster nömrəsi artdıqca ümumən artır (3-cü d şəkil). Bu qrafik digərlərindən formaca kəskin fərqlənir və səbəbi ρ_f -nın böyük diapazonda və eksponensial şəkildə dəyişməsi ilə əlaqədardır. 80-90 saylı klasterlərdə kəskin azalma və sonradan artma müşahidə edilməsi, yəqin ki, yuxarıda qeyd edildiyi kimi, zolağın neft-qazlılıqla əlaqədar olduğunu göstərir.

Radioaktivlik (3-cü e şəkil) və sıxlıq (3-cü c şəkil) qrafikləri arasında ümumi oxşarlıq müşahidə edilir. QGT məlumarlarına görə, litoloji kəsilişin əsasən gillərdən ibarət olmasına baxmayaraq, radioaktivlik (3-cü e şəkil) və məsaməlik (3-cü ç şəkil) qrafiklərinin oxşarlığı müşahidə olunmur. Bunun səbəbini aydınlaşdırmaq üçün petrofiziki xüsusiyyətlər arasındakı asılılığı klasterlər üzrə təhlil edək. Rəngli vizuallaşmanın məhdudiyyətini nəzərə alaraq, QGT məlumatlarına görə, 10 klaster hesablanmışdır. Qrafikdə (4-cü şəkil) radioaktivlik və məsaməlikarası asılılıq böyük dispersiyaya malikdir və hətta ayrı-ayrı klasterlərdə də, demək olar ki, müşahidə olunmur. Klasterlər üzrə radioaktivlik qiymətləri təqribən eyni diapazonda olsa da, məsaməliyə görə onlar fəqlənirlər. Yüksək məsaməliliyi və radioaktivliyi ilə səciyyələnən gilləri klasterlər üzrə seçmək olmur. Belə pərakəndəliyin alınması kəsilişdə müxtəlif petrofiziki xüsusiyyətli gillərin olması ilə əlaqədardır. Bu, hazırkı halda süxurların məsaməliyi və radioaktivliyi arasında asılılığın olmadığını və bu iki parametrdən birinə görə digərinin hətta oxşar petrofiziki xüsusiyyətli süxurlar üzrə proqnozlaşdırılmasının mümkün olmadığını göstərir. Bu, tədqiqat quyusu üzrə petrofiziki xüsusiyyətlərin proqnozlaşdırılmasında emprik asılılıqlardan istifadəni qeyri-məqbul edir.



3-cü şəkil. Klasterlərin petrofiziki parametrlər üzrə paylanması



4-cü şəkil. Klasterlər üzrə süxurların məsaməliyi ilə radioaktivliyi arasında asılılıq

Klasterlərin qeyd edilən paylanmasının təhlili nəticəsində mühitin petrofiziki xüsusiyyətləri arasında asılılığının ümumən mürəkkəb olduğu müəyyən edilmişdir. Buna görə də petrofiziki parametrlərdən birini digərinə görə proqnozlaşdırmaq üçün "öyrənən" süni neyron şəbəkəsindən istifadə edilməsi daha məqsədəuyğundur.

QGT məlumatlarının petrofiziki xüsusiyyətlərə görə klasterlərə bölünməsi barədə məlumatdan süxurların litoloji bölgüsünün, doyumluluğunun təyin edilməsində istifadə edilə bilər. Klasterləşdirmə zamanı daha çox tipli karotaj, həmçinin effektiv təzyiq və temperatur üzrə məlumatlardan istifadə edilməsi daha dəqiq və mötəbər nəticə almağa imkan verə bilər. Məlumdur ki, qaz, neftdoyumlu süxurlar nisbətən yüksək elektrik müqaviməti, kiçik seysmik sürətləri ilə səciyyələnir. Neftlə doyumluq su ilə doyumluğa nisbətən uzununa dalğa sürətlərinin 5-10% azalmasına səbəb olur. Maye ilə doyumluluq eninə dalğa sürətlərinə, demək olar ki, təsir etmir. 80-90 saylı klasterlərdə V_P - nin kəskin azalması (3-cü a şəkil) və V_S-in isə, demək olar ki, artmaması (3-cü b şəkil) müşahidə edilir. Bu zolaqda elektrik müqavimətinin kəskin artması zolağın, yuxarıda qeyd edildiyi kimi, neft-qazlılıqla əlaqədar olduğunu göstərir.

Qeyd edilən nəticələri daha çox vaxt sərf etməklə, nisbətən az dəqiqliklə və mötəbərliliklə birbaşa karotaj diaqramlarını vizual şəkildə interpretasiya etməklə də əldə etmək olar. Lakin klasterlərin paylanması qrafiklərindən istifadə edilməsi mühitin petrofiziki xüsusiyyətlrinə yeni müstəvidə baxmaqla daha dəqiq və mötəbər nəticələr almaq olar. Klasterlərdən istifadə QGT məlumatlarının interpretasiyası zamanı aşağıdakı əlavə imkanları yaradır:

- karotaj diaqramlarının eyni zamanda, qarşılıqlı və əyani təhlili;
- petrofiziki xüsusiyyətləri fəqlənən və ya oxşar olan təbəqələrin daha əyani şəkildə göstərilməsi;
- petrofiziki xüsusiyyətlərin dərinlik üzrə dəyişməsi və mühütin nazik təbəqəliyinin kəmiyyətcə müəyyən edilməsi.

Nəticə. QGT məlumatları üzrə süni neyron şəbəkəsindən istifadə etməklə hesablanmış klasterlərin paylanması qrafiklərindən istifadə edilməsi mürəkkəb geoloji quruluşlu və termodinamik şəraitli mühitdəki süxurların petrofiziki xüsusiyyətlərinin dərinlik üzrə paylanmasını və onların qarşılıqlı əlaqəsini daha dəqiq və mötəbər təyin etməyə imkan verir.

ƏDƏBIYYAT

БУРЯКОВСКИЙ, Л.А. 1985. Петрофизика нефтяных и газовых коллекторов продуктивной толщи Азербайджана. Элм, Баку.

БУРЯКОВСКИЙ, Л.А., ДЖЕВАНШИР, Р.Д., АЛИЯРОВ, Р.Ю. 1986. Геофизические методы изучения геофлюидальных давлений. Элм, Баку.

МАРМОНШТЕЙН, Л.М. 1985. Петрофизические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. Недра, Москва.

CHASHKOV, A.V., VALERY, V.M. 2011. Use of the Cluster Analysis and Artificial Neural Network Technology for Log Data Interpretation. *Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies*, 4, 453-462.

GULIYEV, H.H., AGHAYEV, KH.B., SHIRINOV, N.M. 2010. The research of the influence of the pressure to the values of elastic parameters of geological medium on the basis of seismic and well data. *Herald of Kyiv National University named after T.Shevchenko, Geology,* 50, 10-16.

http://hdl.handle.net/10197/1914

http://neuroxl.com/products

http://www.neurogeo.nm.ru/index.htm

Məqaləyə AMEA-nın müxbir üzvü H.H.Quliyev rəy vermişdir

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

© Г.М.Эфендиев, А.С.Стреков, М.К.Каражанова, 2012

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЙ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ

Г.М.Эфендиев[1], А.С.Стреков[1], М.К.Каражанова[2]

1 – *Институт геологии НАН Азербайджана*
AZ1143, Баку, просп.Г.Джавида, 29 А

2 – *Институт нефти, газа Каспийского Государственного университета технологий и инжиниринга им. Ш.Есенова*
Казахстан, 130000, г. Актау, 24 мкр.

В статье рассмотрена возможность оценки стабильности использования фондов добывающих скважин с применением интегрального параметра – коэффициента Джини. На основе совместного нечёткостно-статистического анализа количественно охарактеризована технологическая эффективность фонда добывающих скважин месторождения, а также показаны пути принятия решений по выбору их оптимального числа.

Введение

Как известно, результаты эксплуатации скважин и соответствующего нефтепромыслового оборудования требуют глубокого анализа с оценкой стабильности использования их фондов, а также их надежности. По различным месторождениям сроки эксплуатации скважин колеблются в широких пределах. Как свидетельствуют литературные источники (www.axd.semestr.ru/econ/gini.php) и производственные данные, к настоящему времени в России около 15% скважин эксплуатируется свыше 30 лет, 20% – от 20 до 30 и 34% – от 10 до 20 лет.

Упомянутой проблеме посвящено множество работ А.Х.Мирзаджанзаде, Т.Ш.Салаватова, И.Р.Байкова, Е.А.Смородова и др. В частности, в (Байков и др., 2003) отмечается, что в настоящее время широко внедряются в практику нефтегазодобывающих компаний информационные технологии, которые позволяют коренным образом пересмотреть подходы к проблемам оценки, диагностирования и прогнозирования различных параметров и характеристик как для отдельных объектов (скважины, насосы, трубопроводы, энергетическое оборудование), так и для всего комплекса оборудования добычи, представляющего сложную взаимосвязанную систему. Новые технологии, широкое применение математических методов позволили добиться повышения достоверности результатов и их статических оценок за счет учета недостаточности объема информации и связанной с этим невысокой точности, что позволяет успешно производить анализ промысловой информации, в частности, анализ фонда добывающих скважин. Наряду с этим применение современных технологий, а также соответствующих методов моделирования технологических процессов и прогнозирования показателей работы скважин и оборудования требует также большого объема информации, полученной за сравнительно короткие сроки, сравнимые с характерным временем развития дефектов или условий эксплуатации (дебитов, обводненности жидкости, динамических уровней, содержания примесей и пр.). Как показывает практика, длительность подобных периодов составляет около 15–30 сут. (Смородов и др., 2001; www.axd.semestr.ru/econ/gini.php). Таким образом, становится очевидной необходимость ежесуточных измерений параметров эксплуатации, что возможно лишь при автоматизированном сборе данных. Наличие различных факторов, их разнообразие и неопре-

деленности разного характера, специфика подземной работы оборудования в переменных условиях продуктивного пласта существенно затрудняют адекватную оценку степени стабильности работы скважин и использования фонда добывающих скважин. Исходя из этого, в настоящей статье рассматриваются методы, применение которых позволяет производить анализ фонда добывающих скважин и обоснованно оценивать степень стабильности его использования. Многообразие различных факторов, различие в характере и степени их влияния создают трудности, связанные с принятием решений в условиях неопределённости. В связи с этим для оценки оптимального числа скважин решается двухкритериальная задача с применением положений теории нечётких множеств.

Постановка задачи

Как отмечается в (Байков, и др., 2003), методы диагностики технического состояния нефтедобывающего оборудования позволяют построить некоторую шкалу оценок технического состояния отдельных элементов технологической цепочки (скважина, насос, коллектор и пр.). Однако подобной информации недостаточно для оценки уровня технического состояния объекта, рассматриваемого в целом.

В то же время постоянный контроль технических и технологических характеристик оборудования, эксплуатирующегося на отдельных скважинах, позволяя получить информацию только о рассматриваемом единичном объекте и представляя интерес лишь с точки зрения диагностики оборудования, а также предупреждения аварий на указанных объектах, не дает информации о техническом состоянии самого объекта (месторождение, цех, группа скважин) как единого целого.

В связи с этим необходима комплексная оценка уровня технического состояния всего оборудования, эксплуатирующегося в пределах одного месторождения.

Один из подходов, основанный на расчёте коэффициента Джини и позволяющий дать комплексную оценку состояния фонда скважин, в последнее время привлек внимание исследователей различных областей. Возникает задача проанализировать и оценить состояние фонда скважин с применением данного подхода.

Результаты исследований

Установление комплексного показателя технического состояния какой-либо совокупности нефтедобывающих скважин основано на использовании коэффициента Джини (Байков и др., 2003; Смородов и др., 2001; Нуршаханова и др., 2012; Панахов, 2010).

Впервые коэффициент Джини (G) был применен в социологии для описания степени неравномерности распределения совокупного дохода общества по различным слоям населения. При полном равенстве доходов G=0, если же общество резко дифференцировано по слоям (доходам), то G→1.

Для количественной оценки фактического распределения доходов при расчётах коэффициента Джини используют «кривую Лоренца». Она показывает, какая доля совокупного дохода приходится на каждую группу населения, что позволяет судить об уровне экономического неравенства в данной стране.

Для расчета конкретного уровня неравенства в распределении добычи (коэффициента Джини) необходимо площадь, образованную линиями равномерного и неравномерного распределения (на рис.1 она заштрихована), отнести к площади треугольника OBD. Полученный результат и есть «коэффициент Джини».

Коэффициент Джини можно рассчитать по формуле Брауна (www.economics.wideworld.ru/macroeconomics/regulation.../):

$$G = \left| 1 - \sum_{k=2}^{n} (X_k - X_{k-1})(Y_k + Y_{k-1}) \right| \quad (1)$$

или по формуле Джини:

$$G = \frac{\sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} |y_i - y_j|}{2n^2 \bar{y}} , \quad (2)$$

где G – коэффициент Джини, Y_K – кумулированная доля фонда добывающих скважин (данный показатель предварительно ранжирован по возрастанию дебитов), X_K – кумулированная доля общей добычи, которая в совокупности получается от скважин, n – число скважин, y_i – доля добычи в общем объёме, $\bar{y}$ – среднее арифметическое долей добычи.

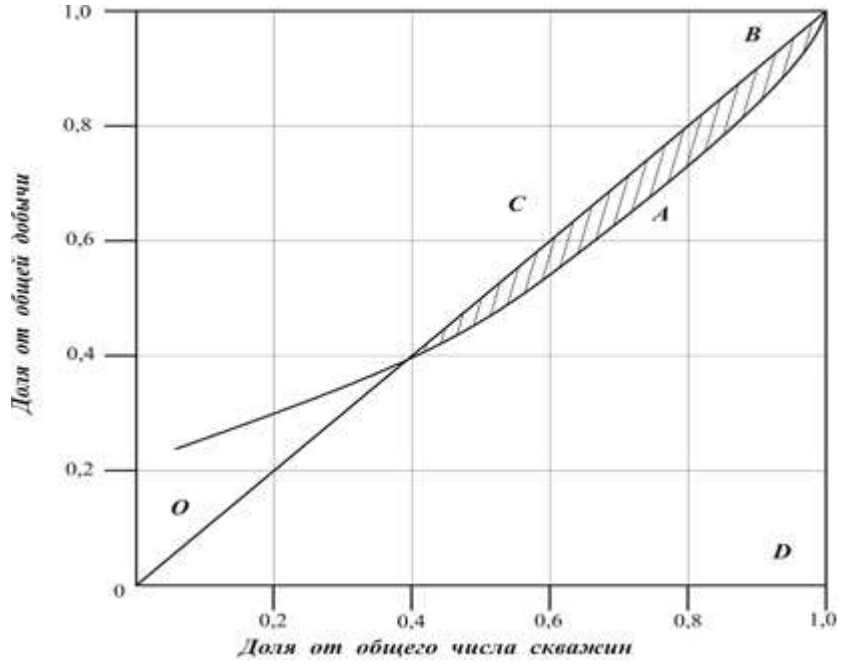


Рис. 1. Оценка технического состояния фонда скважин (кривая Лоренца)

Нами рассмотрена возможность применения коэффициента Джини для оценки эффективности работы отдельных групп скважин, объединенных по какому-либо общему признаку, в пределах нефтедобывающего предприятия ПУ «Жетыбаймунайгаз» (Казахстан).

На рис.1 представлены результаты обработки данных по накопленным дебитам отдельных скважин по месторождению Жетыбай. При построении этих графиков дебиты единичных скважин предварительно ранжировались по величине относительного вклада в общий объем добычи в пределах месторождения.

Для решения поставленной задачи оценки технического состояния всего фонда скважин были использованы промысловые данные. Для вычисления коэффициента Джини вначале следует рассчитать необходимые значения относительных накопленных частот. Для этого поочерёдно вычисляются суммарные значения фонда добывающих скважин и среднего дебита нефти. Каждое из этих значений делится на общую сумму, и находятся относительные накопленные значения фонда добывающих скважин и среднего дебита соответственно.

При этом низкое значение данного коэффициента указывает на относительно низкую степень неравномерности условий эксплуатации насосно-силового оборудования при работе рассмотренных скважин. Кроме того, как показывает анализ литературных источников (Байков и др., 2003), эксплуатация малодебитных скважин приводит к увеличению удельных затрат на их обслуживание, ремонт, оплату электроэнергии, заработную плату персоналу и т.п., что в конечном итоге оборачивается ростом общих затрат на добычу нефти.

Поэтому возникает необходимость оценки оптимального фонда добывающих скважин, минимизирующих общие затраты на добычу нефти.

Если n – число действующих скважин, C – удельные расходы, связанные с эксплуатацией одной скважины (предполагается C = const), то S – стоимость единицы продукции (обводненной нефти). Тогда прибыль предприятия определяется соотношением (Смородов и др., 2001):

$$\ddot{I} = \mathrm{S}\sum_{i=1}^{n} Q_i - Cn, \qquad (3)$$

где Qi – дебит i-й скважины. Оптимальное число n соответствует условию

$$\Pi \rightarrow \max.$$

Расчеты проводились для скважин со штангово-глубинными насосами (ШГН). Число n задавалось последовательным исключением части скважин с малыми дебитами.

Оптимальное число скважин выбиралось исходя из их соответствия максимальной прибыли и наименьшему значению коэффициента Джини.

Для этого с использованием имеющихся в литературе данных выполнен статический анализ, в результате которого получены следующие уравнения:

$$C = -0.0003n^2 + 0.0471n + 16.343, \quad (4)$$

$$G = 0.0191n^{0.6633}. \quad (5)$$

Нахождение оптимального числа скважин производилось с применением положений теории нечетких множеств. Для этого определялись функции принадлежности множеств значений прибыли (μ_C) и коэффициента Джини (μ_G) соответственно. В результате анализа получены следующие зависимости:

$$\mu_G = 1.9199e^{-3.0053G}, \quad (6)$$

$$\mu_C = 0.0622e^{0.1392C}. \quad (7)$$

Для принятия оптимального решения выполнены вариантные расчеты и найдены соответствующие значения функций принадлежности. Функция принадлежности множества решений находится как наименьшее из пары значений функций принадлежности удельной прибыли и коэффициента Джини (рис.2).

Для ШГН, как видно из рис. 2, оптимальное число скважин равно 65.

Заключение

Показана возможность оценки стабильности использования фондов добывающих скважин с применением такого интегрального параметра, как коэффициент Джини. Путём совместного нечёткостно-статистического анализа количественно охарактеризована технологическая эффективность фонда добывающих скважин месторождения, и показаны пути принятия решений по выбору их оптимального числа в условиях многокритериальности. Преимущество такого подхода состоит в том, что независимо от множества конкретных условий и особенностей месторождения его эффективность характеризуется с помощью всего лишь одной величины – обобщенного коэффициента. Универсальность данного параметра обеспечивает возможность сравнения фондов скважин не только в пределах одного, но и нескольких месторождений.

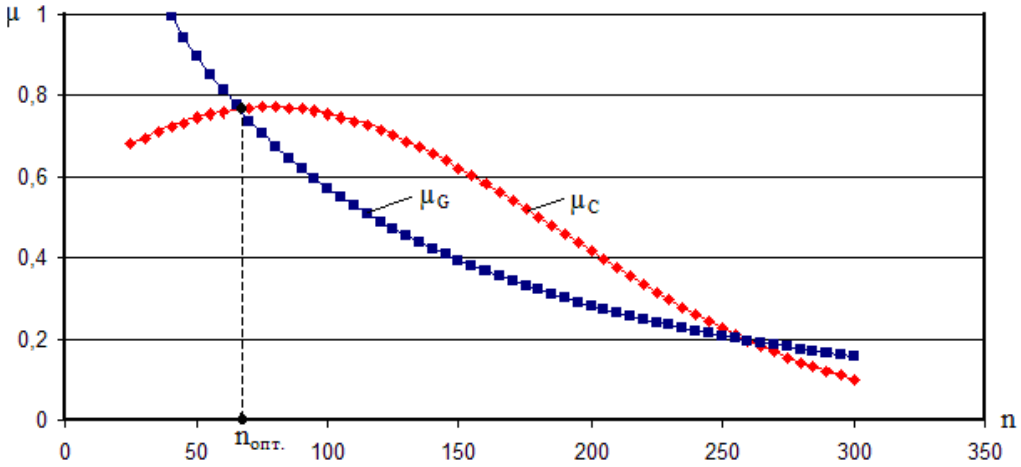


Рис. 2. Функция принадлежности множества решений и оптимальное решение

ЛИТЕРАТУРА

БАЙКОВ, И.Р., СМОРОДОВ, Е.А., АХМАДУЛЛИН, К.Р. 2003. Методы анализа надёжности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья. Недра-Бизнесцентр. Москва. 275.

НУРШАХАНОВА, Л.К., СТРЕКОВ, А.С., ЭФЕНДИЕВ, Г.М., КАРАЖАНОВ, Р. Ж., ДОВЛЕТБАЕВА, У.И., БЕКБАЕВА, Р.А. 2012. Статистический анализ технологической эффективности фонда добывающих скважин месторождения Жетыбай. *Вестник КазНТУ*, 3 (91).

ПАНАХОВ, Э.А. 2010. Повышение эффективности разработки нефтегазовых месторождений регулированием системы пласт-скважина. Автореферат дисс. на соиск. уч.степ.доктора философии по технике. 23с.

СМОРОДОВ, Е.А., ДЕЕВ, В.Г., ИСМАКОВ, Р.А. 2001. Методы экспресс-оценки качества фонда нефтедобывающих скважин. *Известия ВУЗов. Нефть и газ*, 1, 40-44.

www.axd.semestr.ru/econ/gini.php

www.economics.wideworld.ru/macroeconomics/regulation.../

© Р.М.Саттаров, А.Ж.Абитова, 2012

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ИДЕНТИФИКАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ

Р.М.Саттаров[1], А.Ж.Абитова[2]

1 – *НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»*
AZ1010, г. Баку, ул. Д. Алиевой, 227
2 – *КазНИПИмунайгаз*
Казахстан, 130000, г. Актау, 6 мкр., д. 2

Обычно контроль и управление технологическими процессами нефтедобычи часто сводятся к идентификационным методам моделирования динамических процессов разработки и добычи реологически сложных нефтей по реальной промысловой информации. При этом при идентификации процессов нефтедобычи за выходной импульс, принимается дебит нефти, что несколько ограничивает применение полученных идентификационных моделей. Поэтому для надежного выбора технологических параметров, которые достаточно полно отражали бы характеристики объекта в целом, необходимо использовать дебит всей добываемой обводненной продукции. Полученные при таком подходе идентификационные модели позволяют более надежно и корректно выбирать и устанавливать оптимальные режимы эксплуатации скважин, потому как регулирование процесса добычи можно производить на основе отбора всей обводненной продукции, а не только отбора нефти в отдельности.

Как известно, эффективность повышения процессов разработки месторождений, насыщенных неньютоновскими нефтями, связана с построением надежных математических моделей технологических процессов нефтедобычи и нефтеотдачи.

Одними из таких надежных методов моделирования некоторых различных технологических процессов разработки и эксплуатации месторождений с реологически сложными нефтями являются идентификационные методы (Мирзаджанзаде, Степанова, 1977; Мирзаджанзаде и др., 1999; Саттаров, 1999; Исмайлов, Обанга, 1984).

Используемые идентификационные методы моделирования различных процессов могут квалифицироваться, как правило, по способу получения информации о свойствах систем, объему априорной информации о системе, характеру идентифицируемой системы, подбору идентификационной модели и критерию соответствия модели системе (Липатов, 1973; Арбачаускене, 1974; Гроп, 1979; Дейч, 1979; Анисимов и др., 1983).

Следует отметить, что разработка алгоритма и соответствия идентификационных моделей определяется степенью изученности и особенностями исследуемых процессов, условиями проведения апробаций и характерными перспективами применения получаемых моделей, а также другими различными технологическими показателями.

Поэтому проблемы контроля и управления технологическими процессами нефтедобычи часто сводятся к идентификационным методам моделирования динамических процессов разработки и добычи реологически сложных нефтей по реальной промысловой информации.

Технологические процессы нефтедобычи, связанные с течением добываемой продукции в пласте, в скважине и в промысловых трубопроводных коммуникациях, могут рассматриваться как объекты регулирования.

Поскольку технологические процессы нефтедобычи происходят на объектах с различной геометрией (пористая среда, скважина, труба), то независимо от выбора рассматриваемый объект принимается как объект регулирования, а в качестве параметров регулирования используются технологические параметры, один из которых принимается как входное воздействие (как правило, перепад давления $\Delta P(t)$), а другой – как выходной импульс (обычно дебит или расход $Q(t)$).

При этом особое внимание важно обращать на надежность выбора технологиче-

ских параметров, которые достаточно полно отражали бы характеристики объекта в целом, с учетом всей добываемой обводненной продукции, поскольку при идентификации процессов нефтедобычи за выходной импульс, как правило, вместо дебита обводненной нефти принимается дебит нефти, что несколько ограничивает применение полученных идентификационных моделей.

Полученные при таком подходе идентификационные модели позволят более надежно и корректно выбирать и устанавливать оптимальные режимы эксплуатации скважин, потому как регулирование процесса добычи можно производить на основе отбора всей обводненной продукции, а не только отбора нефти в отдельности.

В данной работе используются технологические параметры, один из которых характеризует перепад давления $\Delta P(t)$, а другой – дебит обводненной продукции $Q(t)$.

Идентификационные методы в общем случае могут сводиться к нахождению оператора соответствия входных (перепад давления $\Delta P(t)$) и выходных функций (дебит или расход $Q(t)$), который может быть записан в следующем виде (Мирзаджанзаде и др., 1997):

$$Q(t)=\int_{t-T}^{t} N(t,\varsigma)\Delta P(\varsigma)d\varsigma=\int_{0}^{T} N(t-\varsigma)\Delta P(\varsigma)d\varsigma\ , \quad (1)$$

где $N(t,\varsigma)$ – весовая передаточная функция; T – интервал интегрирования.

Для стационарной корреляции стационарных входной (перепад давления $\Delta P(t)$) и выходной (дебит или расход $Q(t)$) случайных функций оптимальная оценка весовой функции определяется из известной зависимости Винера-Хопфа (Мирзаджанзаде, Степанова, 1977):

$$R_{\Delta PQ}(t)=\int_{0}^{T} N(t-\varsigma)R_{\Delta P\Delta P}(\varsigma)d\varsigma\ . \quad (2)$$

Здесь $R_{\Delta PQ}(t)$ – взаимнокорреляционная функция между входным и выходным сигналами; $R_{\Delta P\Delta P}(t)$ – автокорреляционная функция входного сигнала.

Автокорреляционная и взаимнокорреляционная функции определяются на основе конкретной информации, получаемой при реализации реальных технологических процессов нефтедобычи, которые для функций $R_{\Delta P\Delta P}(t)$ и $R_{\Delta PQ}(t)$ могут быть вычислены по имеющимся замеренным данным перепада давления $\Delta P(t)$ и дебита или расхода $Q(t)$ следующим образом:

$$R_{\Delta P\Delta P}(t)=\frac{1}{T}\int_{0}^{T}\Delta P(t)\Delta P(t+\varsigma)d\varsigma\ , \quad (3)$$

$$R_{\Delta PQ}(t)=\frac{1}{T}\int_{0}^{T}\Delta P(t)Q(t+\varsigma)d\varsigma\ , \quad (4)$$

где $\Delta P(t)$ и $Q(t)$ – реальные замеренные данные значений перепада давления и дебита или расхода; T – продолжительность замера.

Применяя к зависимостям (1) и (2) преобразование Лапласа, можно получить следующую передаточную функцию в изображениях:

$$\widetilde{W}(s)=\frac{\widetilde{N}(s)}{s}=\frac{\widetilde{Q}(s)}{\Delta\widetilde{P}(s)}=\frac{\widetilde{R}_{\Delta PQ}(s)}{\widetilde{R}_{\Delta P\Delta P}(s)}, \quad (5)$$

$$\widetilde{N}(s)=\int_{0}^{\infty}N(t)e^{-st}dt,\ \ \widetilde{Q}(s)=\int_{0}^{\infty}Q(t)e^{-st}dt,$$

$$\Delta\widetilde{P}(s)=\int_{0}^{\infty}\Delta P(t)e^{-st}dt,$$

$$\widetilde{R}_{\Delta PQ}(s)=\int_{0}^{\infty}R_{\Delta PQ}(t)e^{-st}dt, \quad (6)$$

$$\widetilde{R}_{\Delta P\Delta P}(s)=\int_{0}^{\infty}R_{\Delta P\Delta P}(t)e^{-st}dt.$$

Для построения конкретной реальной идентификационной модели, описывающей технологический процесс нефтедобычи, рассматриваются данные рядов двухчасовых наблюдений дебитов жидкости $Q(t)$ и перепадов давлений $\Delta P(t)$, приведенных соответственно на рисунках 1 и 2 для скважин 491 и 7936 месторождения Узень Республики Казахстан.

При этом предполагалось, что изменения величин перепадов давлений $\Delta P(t)$ происходили за счет изменения забойных давлений, поскольку пластовые давления на период замеренных данных принимались на основе предыдущих замеров постоянными и равны-

ми $P_{пл}$ = 10,4 МПа (скважина 491) и $P_{пл}$ = 11,5 МПа (скважина 7936).

Данные рядов двухчасовых наблюдений дебитов жидкости *Q(t)* и перепадов давлений *ΔP(t)* были воспроизведены на основе реальных суточных замеров на скважинах 491 (коэффициент обводненности 0,52) и 7936 (коэффициент обводненности 0,59) месторождения Узень Республики Казахстан путем применения имитационного моделирования в условиях ограниченности существующей информации о технологических параметрах.

Аналогичный метод имитационного моделирования был использован для определения проницаемости пласта, где по достаточно малой совокупности данных прогнозируется распределение исследуемых данных по пространству (Мирзаджанзаде и др., 1997).

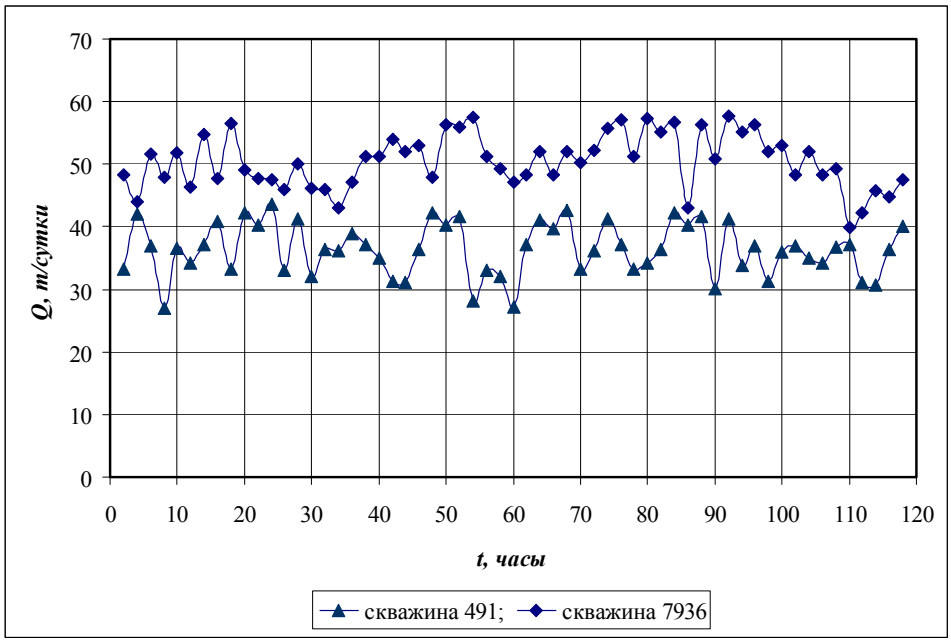


Рис. 1. Данные рядов наблюдения дебитов жидкости *Q(t)* для скважин 491 и 7936 месторождения Узень РК

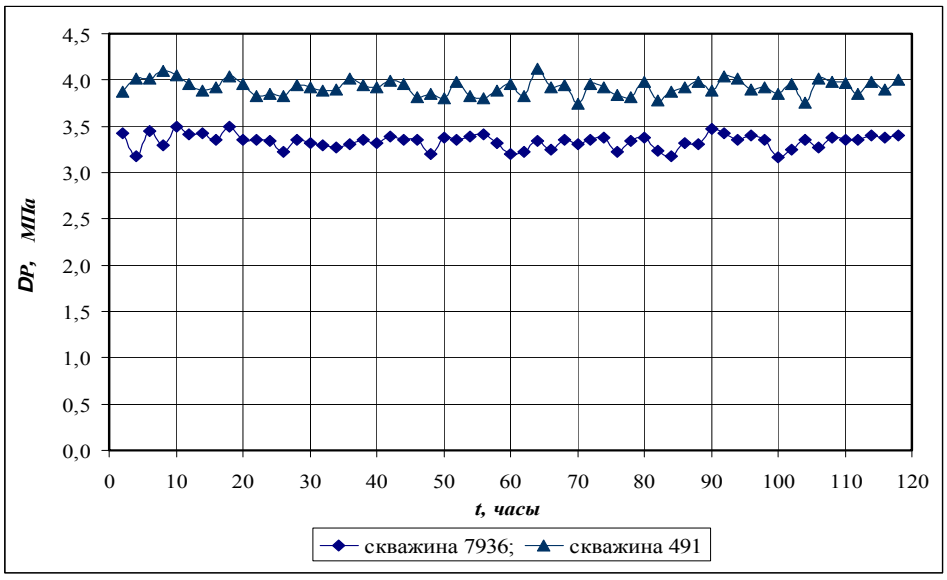


Рис. 2. Данные рядов наблюдения перепадов давлений *ΔP(t)* для скважин 491 и 7936 месторождения Узень РК

В рассматриваемой ситуации в качестве одной из наиболее адекватных моделей, имитирующей тот или иной технологический процесс, может быть использована стохастическая модель, прогнозирующая суточные замеры данных для двухчасовых наблюдений процесса, поскольку реальная информация о технологических параметрах, полученная на скважинах носит вероятностный характер.

В процессе имитационного моделирования был использован выборочный метод Монте-Карло, на основе которого по имеющемуся массиву данных были искусственно воспроизведены двухчасовые наблюдения дебитов жидкости $Q(t)$ и перепадов давлений $\Delta P(t)$ путем использования некоторого генератора случайных чисел.

Идентификационное моделирование на основе имитационных данных рядов двухчасовых наблюдений дебитов жидкости $Q(t)$ и перепадов давлений $\Delta P(t)$ весьма важно, поскольку аналогично гидродинамическим исследованиям позволяет получать ценную информацию о параметрах пластов и уточнять значения пластового давления.

Характерные нормированные автокорреляционная функция $\hat{R}_{\Delta P\Delta P}(t) = R_{\Delta P\Delta P}(t)/R_{\Delta P\Delta P}(0)$ и взаимнокорреляционная функция $\hat{R}_{\Delta PQ}(t) = R_{\Delta PQ}(t)/R_{\Delta PQ}(0)$ для скважины 491 представлены соответственно на рисунках 3 и 4 на основе обработки по зависимостям (3) и (4) имитационных данных рядов наблюдения дебитов жидкости $Q(t)$ и перепадов давлений $\Delta P(t)$, приведенных соответственно на рисунках 1 и 2.

Для описания обработанных реальных данных нормированных автокорреляционной и взаимнокорреляционной функций аналитическими функциями можно воспользоваться следующими зависимостями:

$$\hat{R}_{\Delta P\Delta P} = \exp(-\beta t), \tag{7}$$

$$\hat{R}_{\Delta P\Delta Q} = \exp(-\alpha t)(D\cos\omega t + C\sin\omega t). \tag{8}$$

Найденные на основе результатов обработки реальных данных нормированных автокорреляционной и взаимнокорреляционной функций для скважин 7936 и 491 (рис. 3 и 4) значения коэффициентов для аналитических функций (7) и (8) сведены в таблицу 1.

Расчеты по аналитическим зависимостям (7) и (8) с учетом найденных коэффициентов из табл. 1 также представлены на рис. 3 и 4 (для скважины 491); показано вполне удовлетворительное соответствие друг другу реальных и расчетных нормированных автокорреляционной и взаимнокорреляционной функций.

Применяя преобразование Лапласа к аналитическим функциям (7) и (8), можно получить следующие нормированные автокорреляционную и взаимнокорреляционную зависимости в изображениях:

$$\widetilde{R}_{\Delta P\Delta P}(s) = \int_0^\infty \hat{R}_{\Delta P\Delta P}(t)e^{-st}dt = \int_0^\infty \exp(-\beta t)e^{-st}dt = \frac{1}{s+\beta}, \tag{9}$$

$$\widetilde{R}_{\Delta PQ} = \int_0^\infty \hat{R}_{\Delta P\Delta Q}(t)e^{-st}dt = \int_0^\infty \exp(-\alpha t)(D\cos\omega t + C\sin\omega t)e^{-st}dt = \frac{D(s+a)+C\omega}{\left[(s+\alpha)^2+\omega^2\right]}. \tag{10}$$

Подставляя преобразованные по Лапласу изображения автокорреляционной и взаимнокорреляционной функций (9) и (10) в зависимость (5), можно получить следующее выражение для передаточного соотношения в изображениях:

$$\widetilde{W}(s) = \frac{\widetilde{N}(s)}{s} = \frac{\widetilde{Q}(s)}{\Delta\widetilde{P}(s)} = \frac{\widetilde{R}_{\Delta PQ}(s)}{\widetilde{R}_{\Delta P\Delta P}(s)} = \frac{\left[D(s+a)+C\omega\right](s+\beta)}{\left[(s+\alpha)^2+\omega^2\right]}. \tag{11}$$

Таблица 1

Численные значения коэффициентов авто- и взаимнокорреляционных функций для идентификационных моделей технологических процессов нефтедобычи месторождения Узень

Скважины	коэффициенты авто- и взаимнокорреляционных функций				
№	α, c^{-1}	β, c^{-1}	ω, c^{-1}	C	D
7936	$3{,}45\cdot10^{-4}$	$4{,}76\cdot10^{-4}$	$12{,}47\cdot10^{-4}$	0,88	0,62
491	$4{,}21\cdot10^{-5}$	$5{,}56\cdot10^{-5}$	$14{,}11\cdot10^{-5}$	0,53	0,71

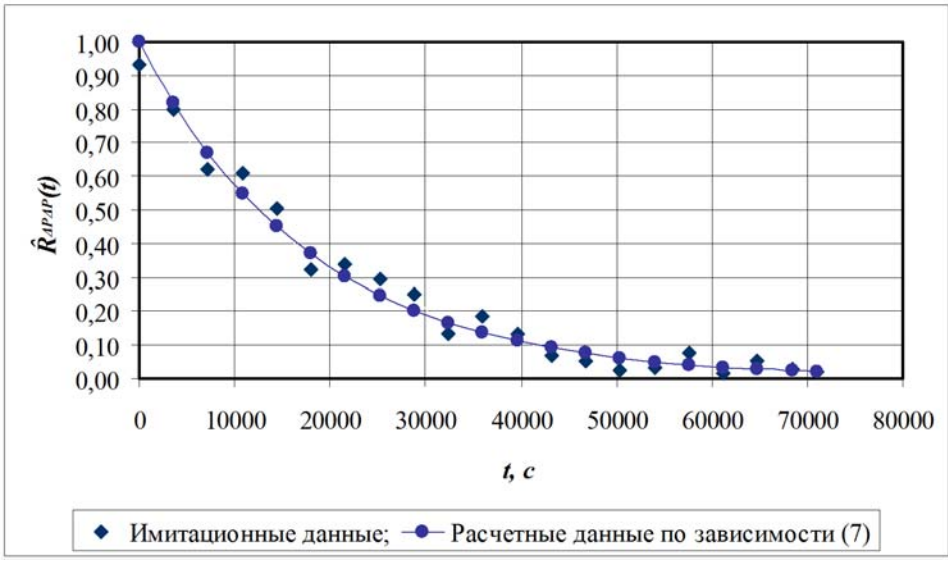


Рис. 3. Характерная нормированная автокорреляционная функция для скважины 491 месторождения Узень РК

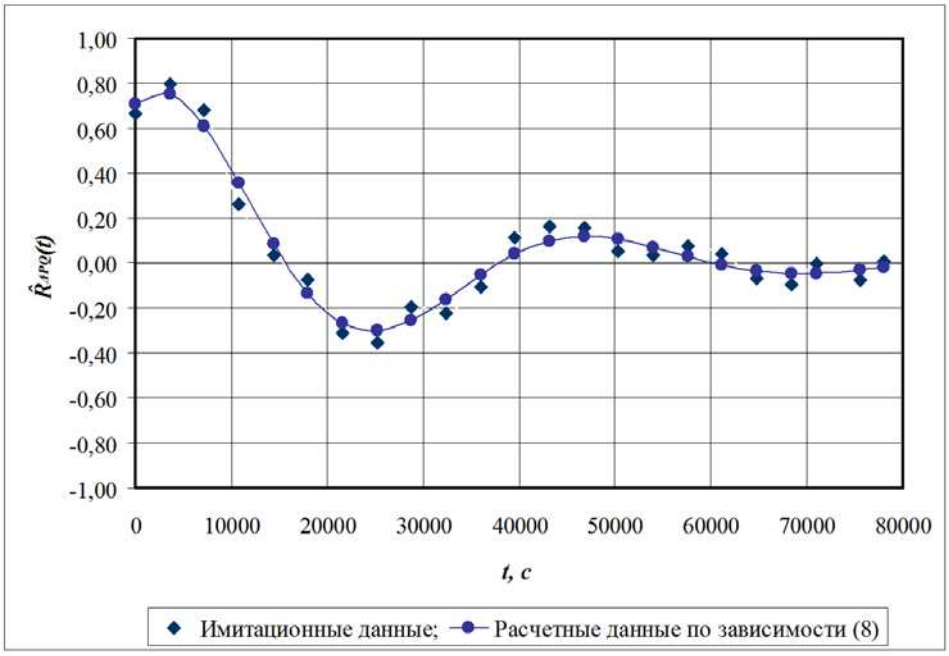


Рис. 4. Характерная нормированная взаимнокорреляционная функция для скважины 491 месторождения Узень РК

После некоторых преобразований передаточного соотношения в изображениях (11) можно получить в оригинале следующее идентификационное дифференциальное уравнение между технологическими параметрами – депрессией (перепад давления) $\Delta P(t)$ и дебитом (расход) $Q(t)$ в скважине:

$$\alpha_2 \frac{d^2Q}{dt^2} + \alpha_1 \frac{dQ}{dt} + Q = B\left(\Delta P + \beta_1 \frac{d\Delta P}{dt} + \beta_2 \frac{d^2\Delta P}{dt^2}\right), \quad (12)$$

$$\alpha_1 = \frac{2\alpha}{\left(\alpha^2+\omega^2\right)},\ \alpha_2 = \frac{1}{\left(\alpha^2+\omega^2\right)},$$

$$B = \frac{\hat{\sigma}_Q R_{\Delta PQ}(0) D\left(\alpha\beta + \frac{C}{D}\beta\omega\right)}{\hat{\sigma}_{\Delta P} R_{\Delta P\Delta P}(0)\left(\alpha^2+\omega^2\right)},$$

$$\beta_1 = \frac{\left(\alpha + \beta + \frac{C}{D}\omega\right)}{\left(\alpha\beta + \frac{C}{D}\beta\omega\right)},$$

$$\beta_2 = \frac{1}{\left(\alpha\beta + \frac{C}{D}\beta\omega\right)}.$$

Для повышения точности метода идентификационного моделирования производилось сглаживание поступающей реальной информации на основе вычислений относительных дисперсий по перепадам давлений и дебитам жидкостей:

$$\hat{\sigma}_Q = \frac{\sigma_Q}{\overline{Q}},\ \hat{\sigma}_{\Delta P} = \frac{\sigma_{\Delta P}}{\Delta\overline{P}}\ , \qquad (13)$$

$$\overline{Q} = \frac{\sum_{i=1}^{N} Q_i}{N},\ \Delta\overline{P} = \frac{\sum_{i=1}^{N} \Delta P_i}{N},$$

$$\sigma_Q = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N}\left(Q_i - \overline{Q}\right)^2}{N-1}},$$

$$\sigma_{\Delta P} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N}\left(\Delta P_i - \Delta\overline{P}\right)^2}{N-1}}\ . \qquad (14)$$

Значения коэффициентов идентификационного дифференциального уравнения (12) для скважин 491 и 7936 месторождения Узень, рассчитанные на основе табл. 1, приведены в табл. 2.

Сопоставление решения полученной модели (12), в частном случае для кривой восстановления давления (КВД), с реальными данными показало вполне удовлетворительное их соответствие на рассматриваемых скважинах 491 и 7936, что позволяет считать предложенный метод достаточно точным.

Весьма важным является то, что при построении идентификационных моделей использовались технологические параметры, один из которых – перепад давления *ΔP(t)*, а другой – дебит обводненной продукции *Q(t)*, что по сравнению с известными исследованиями наиболее полно и точно отражает реальные процессы, происходящие в пластовых системах.

Анализ полученных идентификационных моделей позволяет считать, что для менее обводненных скважин (скв.491 – коэффициент обводненности 0,52) переходные процессы более длительны, по сравнению с более обводненными скважинами (скв.7936 – коэффициент обводненности 0,59). При этом коэффициенты продуктивности для более обводненных скважин (15,35 *т/сутки·МПа* для скв. 7936) несколько выше по сравнению с менее обводненными скважинами (10,08 *т/сутки·МПа* для скв. 491).

Таблица 2

Численные значения коэффициентов идентификационного дифференциального уравнения (12) для технологических процессов нефтедобычи месторождения Узень

Коэффициенты идентификационного дифференциального уравнения (12)	Скважины	
	7936	491
α_1, *с*	$0{,}0410\cdot10^4$	$0{,}0388\cdot10^5$
α_2, $с^2$	$59{,}73\cdot10^4$	$461{,}22\cdot10^5$
β_1, *с*	$0{,}257\cdot10^4$	$0{,}248\cdot10^5$
β_2, $с^2$	$99{,}42\cdot10^4$	$1220{,}11\cdot10^5$
$\overline{Q}$, *т/сутки*	50,504	36,601
$\Delta\overline{P}$, *МПа*	3,344	3,931
σ_Q, *т/сутки*	4,182	7,102
$\sigma_{\Delta P}$, *МПа*	0,068	0,189
$\hat{\sigma}_Q$	0,0828	0,1940
$\hat{\sigma}_{\Delta P}$	0,0293	0,0483
$R_{\Delta P Q}(0)$, *МПа·т/сутки*	171,36	143,85
$R_{\Delta P \Delta P}(0)$, $МПа^2$	11,75	15,37
B, т/сутки·МПа	15,35	10,08

Ясно, что параметры полученных идентификационных моделей, включая параметры переходных процессов и коэффициенты продуктивности, зависят от геометрии скважин и геолого-геофизических свойств пласта, а также реологических характеристик пластового флюида.

Поскольку все отмеченные параметры могут со временем меняться в зависимости от изменения нефтегазонасыщенности пласта и свойств призабойной зоны скважины, то возникает необходимость периодически корректировать полученные идентификационные модели.

Таким образом, на основе полученных идентификационных моделей представляется возможным производить контроль и управление технологическими процессами нефтедобычи, а также корректировать значения пластовых давлений и гидродинамических параметров пласта.

ЛИТЕРАТУРА

АНИСИМОВ, С.А., ЗАЙЦЕВ, И.С., РАЙБМАН, Н.С. и др. 1983. Типовые линейные модели объектов управления. Энергоатомиздат. Москва. 264с.

АРБАЧАУСКЕНЕ, Н. и др. 1974. Идентификация динамических систем. Минтис. Вильнюс. 285с.

ГРОП, Д. 1979. Методы идентификации систем. Мир. Москва. 302с.

ДЕЙЧ, А.М. 1979. Методы идентификации динамических объектов. Энергия. Москва. 240с.

ИСМАЙЛОВ, Р.Д., ОБАНГА, Ш.А. 1987. Идентификационное моделирование процессов фильтрации в пористой среде. *Нефть и газ*, 4, 31-36.

ЛИПАТОВ, Л.Н. 1973. Типовые процессы химической технологии как объекты управления. Химия. Москва. 317с.

МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х., ХАСАНОВ, М.М., БАХТИЗИН, Р.Н. 1999. Этюды о моделировании сложных систем нефтдобычи. Гилем. Уфа. 464с.

МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х., СТЕПАНОВА, Г.С. 1977. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. Недра. Москва. 230с.

МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х., АЛИЕВ, Н.А., ЮСИФЗАДЕ, Х.Б. и др. 1997. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. Элм. Баку. 408с.

САТТАРОВ, Р.М. 1999. Неустановившееся движение реологически сложных жидкостей в трубах. Элм. Баку. 412с.

Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана Г.И.Джалалов

ГЕОГРАФИЯ

© С.С.Велиев, Е.Н.Тагиева, А.И.Алиев, В.Р.Абдуллаев, 2012

ФОРМИРОВАНИЕ СОВРЕМЕННОГО КЛИМАТА И РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА АЗЕРБАЙДЖАНА

С.С.Велиев, Е.Н.Тагиева, А.И.Алиев, В.Р.Абдуллаев

Институт географии им. акад. Г.А.Алиева НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 31

На основании анализа палинологически изученных разрезов голоцена в развитии климата и растительности Азербайджана выделено восемь этапов. Наиболее теплые климатические условия (климатический оптимум) голоцена фиксируются на границе субарктики и бореала (10 тыс.л.н.). Современный растительный покров без учета активного воздействия антропогенного фактора сформировался 1 тыс.л.н. По результатам исследований составлена карта восстановленной естественной растительности.

Надежной основой для определения растительного покрова и количественных палеоклиматических показателей служат палинологические материалы при наличии хорошо таксономически дифференцированных характеристик. Реконструкция климатических показателей и растительности Азербайджана производилась нами по палинологически охарактеризованным разрезам Ганых-Айричайской долины (Мюджикафтаран, Айричай, Кишчай, Сумагаллы, Байдарлы, Чайговушан) (Мамедов, Алескеров,1978), Муганской равнины (Билясувар (Пушкино), Ширван (Али-Байрамлы), Алхантепе) (Алиев и др.1989; Тагиева и др., 2011), Гарабагской равнины (Чалагантепе, Лейлатепе, Шихбабалы, Учоглан, Узерликтепе) (Велиев и др., 1996), Гараязской равнины (курган Союг-Булаг) (Велиев, Тагиева, 2011), Башкенд-Дастафюрской котловины (Алескеров, Алиев, 1974) и Бакинского архипелага (скважина № 9) (Вронский, 1976). Изучение перечисленных разрезов Азербайджана позволило выделить 8 периодов в развитии растительности и климата, соответствующих периодам голоцена схемы Блитта-Сернандера (Нейштадт, Хотинский, 1985).

Кратко остановимся на особенностях состава палинологических спектров каждого периода.

Субарктический период *(12-10 тыс. л.н.).* В это время холодный и сухой климат последнего ледникового периода сменяется теплым и относительно влажным, близким к современному климату. Он представлен в разрезах Кишчай, Айричай и Билясувар (Пушкино). Постепенное, с перерывами, но неуклонное повышение температур и относительно высокий режим увлажнения создали условия для развития лесной растительности, которая распространилась почти на все среднегорье и значительную часть предгорий и низменностей.

Среднегорный пояс (разрезы Кишчай и Айричай) составляли буково-грабовые леса с участием дуба, липы, клена. Причем нижняя граница распространения бука в послеледниковый период была ниже современной и опускалась до 200 м абсолютной высоты к подножьям Большого Кавказа. По данным В.З.Гулисашвили, Л.Б.Махатадзе, Л.И.Прилипко (1975), эта граница на Кавказе проходит на высоте 600-700 м, ниже бук произрастает редко из-за низкой относительной влажности воздуха и высоких летних температур.

Широколиственные буково-дубово-грабовые леса располагались, как и современные, в нижнем горном поясе, а на низменностях они сменялись дубово-грабовыми лесами. Там, где количество осадков было недос-

таточным для сплошных лесов, распространение получали аридные редколесья с участием кустарников *Paliurus spina-chrysti, Pistacia mutica,* злаков и полыней. В настоящее время на их месте преобладают сухие степи.

Часть территорий современных полупустынь в это время была занята низинными приречными лугами с преобладанием трав – осоковых и разнотравья (разрез Билясувар (Пушкино)). А часть, расположенная на Кура-Аразской низменности и на других равнинах до нулевой горизонтали, была покрыта водами позднехвалынской трансгрессии Каспийского моря. Поэтому полынно-солянковые полупустыни занимали области, примыкавшие непосредственно к морскому побережью. Полупустынно-степная растительность в сочетании с ксерофильными редколесьями оживлялась лентами тугайных лесов из *Quercus, Carpinus, Elaeagnus, Populus* с участием большого разнообразия кустарниковых пород – кизил, боярышник, груша.

О высокой влажности воздуха свидетельствует широкое распространение лесной растительности на равнинах. Среднегодовое количество осадков там составляло около 600 мм. Более высокими, чем современные, были и температуры. Их значение по указанным разрезам определить не удалось. Но проведенные реконструкции по разрезам на побережье озера Гёйча указывают, что 9 тыс. л.н. они были довольно высокими. Экстраполяция этих температур показала, что на рубеже субарктики и бореала (10 тыс.л.н.) они имели значения выше современных, и этот период соответствует климатическому оптимуму (температурный максимум) голоцена (Велиев, Тагиева, 1990). Последнее подтверждают и данные биогеохимических исследований, согласно которым в позднехвалынское время среднегодовые температуры морской воды на мелководье составляли 25°C (Султанов, Исаев, 1982).

Бореальный период (10-8 тыс. л.н.). Характеризуется палинозоной I разреза Мюджикафтаран. Господство в спектрах пыльцы древесных (до 50%), с преобладанием *Quercus, Carpinus, Fagus* свидетельствует о развитии в нижнем горном поясе (500-700 м) дубово-грабовых лесов (палинозона I разрезов Мазымгарышан, Мосул). На высоте 600-700 м они сменялись буково-грабовыми (палинозона I разрезов Байдарлы, Мюджикафтаран и разрезы Башкенд-Дастафюрской котловины), а затем чистыми буковыми лесами. Широколиственные дубово-грабовые леса с участием бука опускаются, как и в субарктике, ниже своей современной границы до предгорий и низкогорий (Прилипко, 1954). Значит, тогда в предгорьях и низкогорьях был климат современного среднегорного пояса.

Прибрежно-морские равнины по-прежнему заняты полупустынно-степными ценозами, однако доля участия степных злаков возрастает. Большое развитие получают и тугайные леса, представленные в Прикуринской части Муганской равнины дубом, тополем, вязом, шелковицей (скв. №9, Али-Байрамлы-3 (Ширван), Билясувар (Пушкино)).

В нижней и низменной части Муганской равнины широколиственные леса уступают место ксерофильным можжевеловым редколесьям и полынно-злаковым полупустынно-степным группировкам (палинозона II в разрезах Мюджикафтаран, Байдарлы, палинозона III скв. №9, Али-Байрымлы-3 (Ширван)). По этим спектрам реконструированы следующие температуры для равнинных территорий: января – 1,0ºC, июля – 22,7ºC, года – 10,5°C, то есть в среднем на 1ºC ниже современных, а годовое количество осадков – на 300 мм больше, чем сейчас.

Ранняя и средняя стадии атлантического периода (8-6 тыс. л.н.). Характеризуется палинозоной II разрезов Ганых-Айричайской долины и спектром разреза Чалагантепе. В первых разрезах отмечается уменьшение пыльцы древесных (до 33%) за счет сокращения пыльцы *Quercus, Fagus, Acer* и возрастание пыльцы *Alnus, Betula, Juniperus*. Свои позиции сохраняет лишь *Carpinus*, обладающий широкой эвритермичностью. В спектре разреза Чалагантепе отмечается в большом количестве содержание пыльцы сосны. Это свидетельствует о широком распространении (до предгорий Гарабагского хребта) сосновых редколесий.

Происходит сокращение площади и сужение пояса широколиственных лесов. В верхней части пояса, на высоте 600-900 м они уступают место березово-грабовым редколесьям с ольхой. В настоящее время нижняя

граница распространения березы в Шамахинском районе спускается до 900-950 м (Прилипко, 1954). Это свидетельствует о понижении границы лесного пояса в начале атлантического периода на 300-400 м.

Изменение состава древесных пород и снижение высотных поясов явилось следствием похолодания и иссушения климата. Реконструкции показали, что температуры понизились и составляли: для января – -1,0°С, июля – 18,9°С, годовые – 8,6°С, среднегодовое количество осадков составляло 500 мм.

Поздняя стадия атлантического периода (6-5 тыс. л.н.). Характеризуется палинозоной III разрезов Ганых-Айричайской долины, палинологическими спектрами поселения Алхантепе, Лейлатепе и кургана Союг-Булаг. В разрезах Ганых-Айричайской долины увеличивается содержание пыльцы широколиственных пород – бука, граба, дуба и выпадает пыльца березы и ольхи. В спектрах поселения Алхантепе и кургана Союг-Булаг отмечается преобладание пыльцы луговидных степей и древесных пород. Распространение вновь получают тугайные и низинные леса из дуба, граба, тополя, лапины, ольхи, ивы, а также горные широколиственные из бука, граба, ореха, лещины с участием сосны и ели. Реконструкции показали, что климат был немного теплее современного (температуры на 0,5°С выше), осадки близки к современным – 650 мм. Повышение температур и количества осадков привело к небольшому расширению площадей широколиственных лесов.

Ранняя стадия суббореального периода (5-4 тыс. л.н.). Характеризуется палинозоной IV разрезов Ганых-Айричайской долины, которая в основном повторяет палинозону II, и спектрами разреза поселения Учоглан. Уменьшается содержание пыльцы древесных пород, что указывает на значительное похолодание и иссушение. К этому и более позднему времени относятся данные биогеохимических исследований, согласно которым в новокаспийское время среднегодовые температуры морской воды на мелководье составляли 22°С (Султанов, Исаев, 1982).

Средняя и поздняя стадии суббореального периода (4-2,5 тыс. л.н.). Характеризуется палинозоной V разрезов Ганых-Айричайской долины и палинозоной IV скважины №9 и спектром разреза поселения Узерликтепе. Здесь содержание пыльцы древесных достигает своих максимальных значений (58-60%), а среди них доминирует пыльца широколиственных пород низинных и предгорных лесов – *Fagus, Carpinus, Acer, Tilia, Acer, Salix*. Бук спускается в средний горный пояс, что связано с более влажными условиями. О потеплении свидетельствует наличие пыльцы *Castanea*. Реконструкции показали, что температуры января были на 1,5°С, июля на 1°С выше современных, а годовое количество осадков было немногим больше современного и превышало его примерно на 50 мм. Эта фаза характеризуется благоприятными условиями для развития лесной растительности.

Ранняя и средняя стадии субатлантического периода (2,5-1 тыс. л. н.). Эта фаза представлена палинозой VI разрезов Ганых-Айричайской долины и спектром разреза поселения Шихбабалы. Содержание пыльцы древесных вновь сокращается, но в сравнении со II и IV зонами не намного. Уменьшается содержание пыльцы *Quercus, Fagus, Carpinus* и увеличивается *Betula, Alnus, Juniperus*. Это свидетельствует о похолодании климата, но уже не таком сильном как в начале атлантики и суббореале. В результате вновь получают широкое распространение в нижнем горном поясе и в низменности леса из дуба, граба, а в среднем горном поясе буковые и буково-грабовые леса.

Следует отметить, что в этот период бук в дубово-грабовых лесах нижнего горного пояса на юго-западных склонах азербайджанской части Большого Кавказа уже не встречается. А на юго-восточных склонах сохраняет свои позиции как примесь в расширивших свои площади грабово-дубовых лесах. Благоприятные климатические условия способствуют и распространению каштана, присутствующего в этот период времени во всех спектрах Ганых -Айричайской долины.

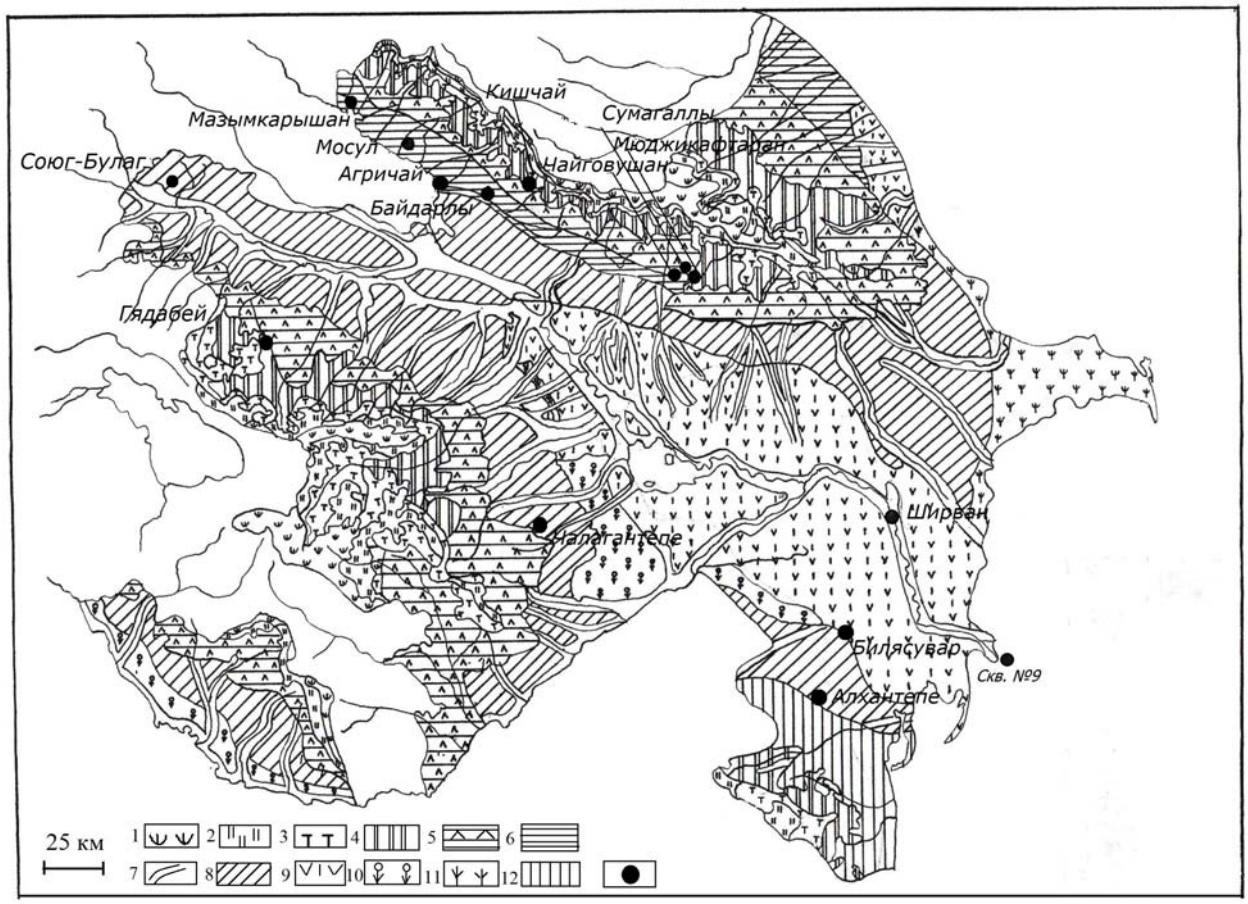
Поздняя стадия субатлантического периода (последние 1000 лет). Климат практически современный. Растительный покров на протяжении этого времени изменяется, но уже под воздействием антропогенного фактора.

Таким образом, в голоцене происходит постепенное с перерывами неуклонное повы-

шение температур, которые своего максимума достигали на рубеже субарктики и бореала (10 тыс. л.н.). Затем происходит их уменьшение, и они, опять-таки колеблясь, приобретают современные значения примерно 1 тыс. л.н. Такой же ход изменения наблюдается и для осадков, которые максимальных значений достигают в конце бореального периода (10-8 тыс. л. н.). Далее в атлантическом и суббореальном периодах, они уменьшаются и достигают современных значений уже во второй половине субатлантики. Колебательные изменения климата вели к незначительным, локальным изменениям в растительном покрове, которые с учетом антропогенного воздействия привели его к современному состоянию.

В голоцене в растительном покрове на равнинах на фоне луговидной и полупустынной растительности широко были распространены низинные и тугайные леса в сочетании с сосновыми редколесьями из сосны эльдарской. Ареал распространения бука в условиях повышенной влажности опускался до нижнего горного пояса, а ареал сосны был более обширным и располагался гораздо восточнее своего современного положения.

На основании вышеприведенного материала, а также монографических исследований и карт современных почв, растительности и ландшафта нами была составлена карта естественной (восстановленной) растительности Азербайджана, существовавшей 1 тыс.л.н. до начала активного воздействия на нее антропогенного фактора (рис.).



Карта-схема растительности Азербайджана в голоцене. Условные обозначения: 1-альпийские луга; 2-субальпийские луга; 3-высокогорные редколесья; 4-горные буковые леса; 5-горные дубово-грабовые леса; 6-низинные леса; 7-тугаи; 8-аридные редколесья; 9-низинные приречные луга; 10-полупустыни; 11-пустыни; 12-гирканские леса; 13-палинологически изученные разрезы.

ЛИТЕРАТУРА

АЛИЕВ, А.И., АТАКИШИЕВ, Р.М., ВЕЛИЕВ, С.С., ГАСАНОВ, Г.К., РАБОТИНА, Е.Н., СУЛЕЙМАНОВ, М.Б. 1989. Ландшафтно-климатические условия Муганской равнины в хвалыне и голоцене. *Доклады АН Азерб. ССР*, 2, 65-70.

АЛЕСКЕРОВ, Б.Д., АЛИЕВ, А.А. 1974. Некоторые вопросы хронологии и изменения природы в Голоцене в бассейне рек Шамхорчая и Дзегамчая (Малый Кавказ). *Известия АН Аз.ССР. Серия наук о Земле,* 6, 96-99.

ВЕЛИЕВ, С.С., ТАГИЕВА, Е.Н. 1990. Климат Кавказа в атлантическом периоде голоцена (в связи с проблемой климатического оптимума голоцена). *Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле*, 5-6, 27-31.

ВЕЛИЕВ С.С., ТАГИЕВА Е.Н. 2011. Новые сведения о растительности Средне-Куринской впадины в голоцене (по данным палинологических исследований). *Доклады НАН Азербайджана,* LXVII, 4, 117-121.

ВЕЛИЕВ, С.С., ТАГИЕВА, Е.Н., АТАКИШИЕВ, Р.М. 1996. Антропогенная трансформация растительного покрова территории Азербайджана IV-II тыс. л. до н.э. *География и природные ресурсы,* 2, 169-176.

ВРОНСКИЙ, В.А. 1976. Маринопалинология южных морей. Ростов-на-Дону.

ГУЛИСАШВИЛЛИ, В.З., МАХАТАДЗЕ, Л.Б., ПРИЛИПКО, Л.И. 1975. Растительность Кавказа. Наука. Москва.

МАМЕДОВ, А.В., АЛЕСКЕРОВ, Б.Д. 1978. Четвертичные погребенные почвы Алазано-Агричайской долины. *Изв. АН Азерб. ССР. Серия наук о Земле*, 6, 16-21.

НЕЙШТАДТ, М.И., ХОТИНСКИЙ, Н.А. 1985. Проблемы голоцена. В: *XI конгресс ИНКВА: итоги и перспективы,* Москва, 74-78.

ПРИЛИПКО, Л.И. 1954. Лесная растительность Азербайджана. Изд. АН Азерб.ССР. Баку.

СУЛТАНОВ, К.М., ИСАЕВ, С.А. 1982. Палеобиогеохимия моллюсков Азербайджана. Элм. Баку.

ТАГИЕВА, Е.Н., ВЕЛИЕВ, С.С., АЛИЕВ, А.И. 2011. Природные условия Муганской равнины в эпоху перехода от неолита к бронзовому веку. *Изв. НАНА. Науки о Земле,* 3, 43-47.

Рецензент: д.г.н. Э.К.Ализаде

© Р.Ю.Токмагамбетова, А.У.Маканова, 2012

РИСК ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОЦЕССОВ ОПУСТЫНИВАНИЯ НА ЗДОРОВЬЕ НАСЕЛЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Р.Ю.Токмагамбетова, А.У.Маканова

ТОО «Институт географии»
Казахстан, 050010, г.Алматы, ул. Кабанбай батыра, угол ул. Пушкина, 67/99

В статье представлены исследования эколого-демографической ситуации в регионах, подверженных процессам опустынивания, которые определяются своевременным выявлением факторов риска для здоровья населения. На территории Казахстана выделено пять уровней риска заболеваемости населения за период 2000-2010 гг. (низкий, пониженный, средний, повышенный, высокий), которые представлены на карте.

Одним из показателей благополучия общества является состояние здоровья населения. Научно доказано, что здоровье населения зависит от воздействия ряда факторов – экономических, социальных, демографических, экологических, природно-климатических и других. Следует отметить, что здоровье населения можно измерить, используя популяционный подход, разработанный в демографии. Комплекс таких демографических показателей, как рождаемость, смертность и естественный прирост населения служит важным критерием, характеризующим уровень здоровья, а также является основой для определения приоритетов национальной и мировой политики. Изучение влияния различных факторов на формирование здоровья и их оценка являются неотъемлемой частью медико-экологических исследований. Выявление и снижение воздействия факторов риска на здоровье имеет особое значение для территорий, подверженных процессам опустынивания.

В результате процессов опустынивания высохло множество озер в Приаралье, а в сохранившихся озерах значительно повысилась минерализация воды, обесценив их хозяйственно-питьевое, рыбохозяйственное и рекреационное значение. Интенсивное опустынивание и устойчивые необратимые процессы деградации окружающей природной среды, ухудшение условий жизни, рост заболеваемости вызвали новые социально-экономические и экологические ситуации, требующие законодательного решения и правового регулирования мер социальной защиты населения, проживающего в экологически неблагоприятных районах. Выработаны принципиальные подходы к формированию системы охраны жизни и здоровья населения, проживающего в экологически неблагоприятных районах, обеспечению условий устойчивой жизнедеятельности, приоритетному снабжению населения экологически чистыми продуктами питания, медицинскими средствами, питьевой водой, улучшению санитарно-эпидемиологической обстановки.

Рассматривая санитарно-эпидемиологическое обеспечение населения, нельзя не учитывать взаимосвязь между здоровьем населения, социально-экономическими и экологическими условиями проживания. В районах Приаралья сложилась экстремальная санитарно-эпидемиологическая обстановка, за последние двадцать лет здесь резко увеличилась инфекционная заболеваемость. У населения Приаралья чаще выявлялись такие заболевания, как брюшной тиф, туберкулез, вирусный гепатит, а также онкологические заболевания. Необходимо отметить, что подобные проблемы возникли и в регионе Прибалхашья (Валиханова и др., 2005; Бабаев, Чичагов, 2007; Токмагамбетова, 2001; Суржиков и др., 2004).

Специфические формы техногенного опустынивания проявляются в пределах огромных по территории космических, военных и бывших ядерных испытательных полигонов, занимающих в настоящее время более 6% территории республики. Отрицательное воздействие полигонов выражается в падении несгоревших в атмосфере фрагментов ступеней ракет и частей других летательных аппаратов, разливе в местах запуска и вокруг упавших ступеней высокотоксичного ракетного топли-

ва, в огромных объемах сгорания кислорода и нарушении озонового слоя в моменты запуска ракет. Ежегодно значительные площади земель нефтеносных регионов республики подвергаются негативному воздействию при эксплуатации нефтяных месторождений. Общая площадь замазученных земель на территории основных нефтедобывающих регионов приблизительно составляет более 5 тыс. га.

На территории страны накоплены значительные объемы стойких органических загрязнителей и тяжелых металлов, которые являются источником высокого риска для безопасности компонентов окружающей среды и здоровья населения. Значительный вклад в загрязнение почвенного покрова вносит орошаемое земледелие. Так, вследствие нерационального использования минеральных удобрений загрязнены крупные орошаемые массивы южных регионов Казахстана.

Воздействие неблагоприятных факторов окружающей среды, включая производственные и бытовые, оказывает существенное влияние на состояние здоровья населения. На современном этапе в регионах, подверженных процессам опустынивания, в результате воздействия неблагоприятных факторов окружающей среды осуществляется реализация мероприятий для снижения этого воздействия на здоровье населения:

- по определению критериев риска заболеваемости населения, обусловленного качеством атмосферного воздуха в зонах воздействия крупных объектов добычи и переработки сырья, объектов теплоэнергетики, транспорта и других источников негативного воздействия;

- по развитию медико-санитарного мониторинга, в первую очередь систематического контроля гигиенических показателей в связи с загрязнением окружающей среды и сложившейся неблагополучной санитарно-эпидемиологической обстановкой.

В Казахстане для повышения качества жизни и улучшения состояния здоровья населения реализуется несколько национальных программ развития, которые предусматривают ряд мероприятий: внедрение интегрированного ведения болезней детского возраста, искоренение кори. Особое внимание уделяется снижению материнской и младенческой смертности в перинатальном периоде и др.

Игнорирование вопросов формирования очагов радиационного, химического, биологического загрязнения привело к тому, что подвергнутые такому воздействию объекты окружающей среды, содержащие токсичные отходы, несут прямую угрозу не только экологическим системам, но и состоянию здоровья населения.

Проблема особенно обостряется в крупных городах и промышленных центрах Республики Казахстан, где отмечаются процессы техногенного опустынивания, высокая концентрация населения и повышенный уровень заболеваемости и смертности от болезней органов дыхания, онкологических заболеваний, болезней сердечнососудистой системы, кожи и подкожной клетчатки, неврологических болезней.

Актуальность исследований эколого-демографической ситуации в регионах, подверженных процессам опустынивания, определяется своевременным выявлением факторов риска для здоровья населения и установлением причинно-следственных связей между факторами природной и природно-антропогенной среды и состоянием здоровья населения.

Согласно данным Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ) в Казахстане по результатам проведенных социологических исследований и скрининговых обследований распространенность табакокурения составляет 27%, злоупотребления алкоголем – 18,5%, избыточной массы тела – 36%, недостаточного потребления фруктов и овощей – 87,7%, низкой физической активности – 88%. Высокая распространенность факторов риска сформировала высокую распространенность хронических неинфекционных заболеваний. Именно эти заболевания, а также травмы, несчастные случаи и отравления возглавляют рейтинг заболеваемости и смертности населения Казахстана (Токмагамбетова, 2001; Суржиков и др., 2004; Конвенция Организации объединенных наций…, 1995; Здоровье населения…, 2011).

Выявлено, что за период с 2000 по 2010 гг. общая заболеваемость населения имела тенденцию роста. За этот период коэффициент общей первичной заболеваемости населения в регионах, расположенных в пустынной и полупустынной природных зонах, возрос до 1,7, превысив среднереспубликанское значение (1,2) на 0,5 (рис. 1).

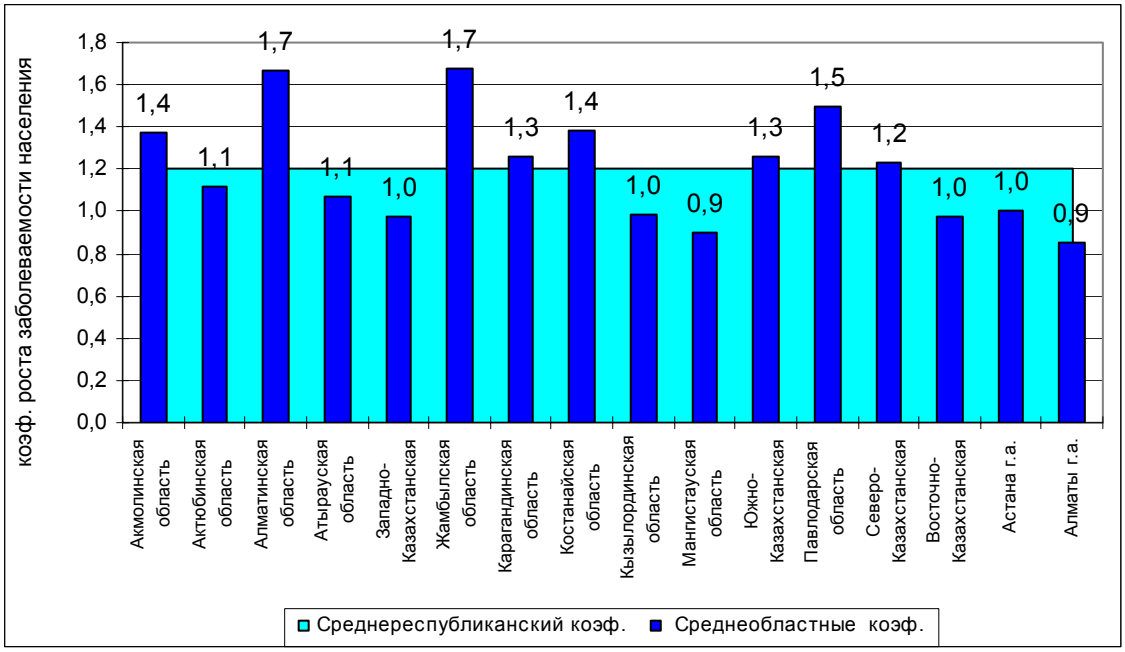


Рис. 1. Коэффициенты роста общей заболеваемости населения регионов РК на среднереспубликанском уровне за период 2000-2010 гг.

По данным ВОЗ по уровню заболеваемости населения (5-49 случаев в год) Республика Казахстан отнесена к средней категории стран.

За период 2000-2010 гг. на территории Казахстана выделено пять уровней риска заболеваемости населения (низкий, пониженный, средний, повышенный, высокий) (рис. 2).

В результате анализа и оценки состояния здоровья населения РК, проведенной по общей первичной заболеваемости населения, нами была составлена карта «Риск заболеваемости населения Республики Казахстан» масштаба 1:7 500 000 (рис. 3).

Высокий риск заболеваемости населения наблюдается на 11,2% территории Казахстана в 21 административном районе Карагандинской, Акмолинской, Атырауской, Павлодарской, Жамбылской, Актюбинской, Северо-Казахстанской, Костанайской, Кызылординской, Алматинской областей.

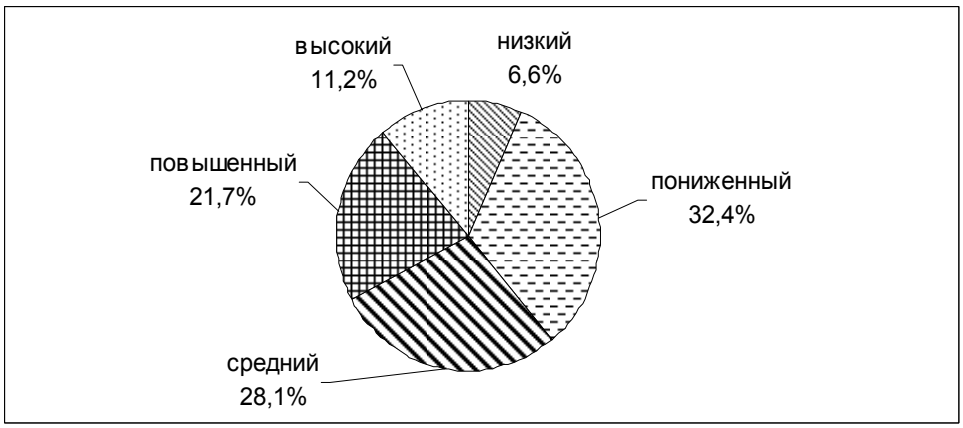


Рис. 2. Уровни риска заболеваемости населения Республики Казахстан, %

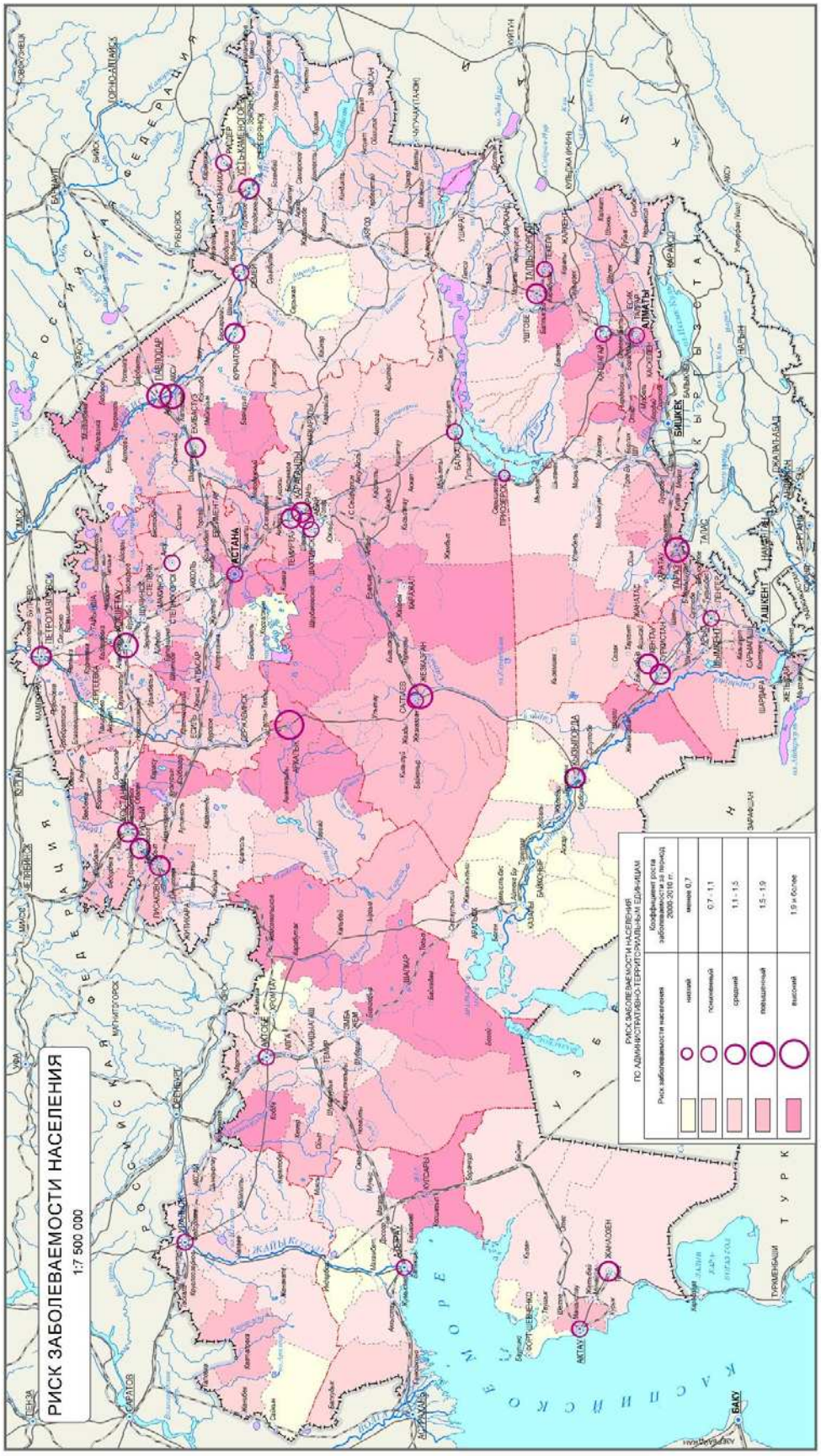


Рис. 3. Риск заболеваемости населения Республики Казахстан

Повышенный риск заболеваемости населения занимает 21,7% территории и отмечается в 43 административных районах Северо-Казахстанской**,** Алматинской, Карагандинской, Акмолинской, Павлодарской, Мангистауской, Актюбинской, Костанайской, Жамбылской, Южно-Казахстанской, Западно-Казахстанской областей.

Средний риск заболеваемости занимает 28,1% территории и отмечается в 55 административных районах Алматинской, Атырауской, Акмолинской, Актюбинской, Жамбылской, Павлодарской, Кызылординской, Костанайской, Мангистауской, Восточно-Казахстанской, Северо-Казахстанской**,** Западно-Казахстанской, Южно-Казахстанской областей.

Пониженный риск заболеваемости населения занимает 32,4% территории и отмечается в 64 административных районах Восточно-Казахстанской, Северо-Казахстанской**,** Западно-Казахстанской, Алматинской, Атырауской, Акмолинской, Павлодарской, Кызылординской, Мангистауской, Актюбинской, Костанайской, Жамбылской, Южно-Казахстанской областей.

Низкий риск заболеваемости населения наблюдается на 6,6% территории Казахстана в 13 административных районах Мангистауской, Карагандинской, Акмолинской, Атырауской, Кызылординской, Западно-Казахстанской, Восточно-Казахстанской, Северо-Казахстанской, Актюбинской областей.

В рамках решения проблемы улучшения здоровья и повышения жизненного уровня населения, которая является одним из приоритетных направлений, определенных в Стратегии Президента Н.А. Назарбаева «Казахстан-2030», в республике разрабатываются региональные программы и проводятся конкретные мероприятия по борьбе с опустыниванием (БО) (Конвенция Организации объединенных наций…, 1995).

17 июня 1994 г. Казахстаном ратифицирована Конвенция ООН по борьбе с опустыниванием (Закон РК от 7 июля 1997 года № 149-1 о ратификации конвенции), и действуют рабочие группы по решению проблем борьбы с опустыниванием, назначен Национальный координатор, определен Focal point, идет реализация проектов по борьбе с опустыниванием.

Правительством РК принята и утверждена Программа по БО на 2005-2015 гг. и План мероприятий к ней на 2008-2010 гг.; сформирована рабочая группа по проблеме БО. Создан Совет по устойчивому развитию, одной из задач которого является выработка предложений по борьбе с опустыниванием. Представлены Национальные Доклады Республики Казахстан по осуществлению Концепции по борьбе с опустыниванием Организации Объединенных Наций за 2000, 2002, 2006 гг.

ЛИТЕРАТУРА

БАБАЕВ, А.Г., ЧИЧАГОВ, В.П.2007. Опустынивание как негативный фактор в устойчивом развитии общества. *Проблемы освоения пустынь*, 4, 11-19.

ВАЛИХАНОВА, А., БЕЛЫЙ, А., ПАВЛИЧЕНКО, Л., НИ, В., ДОСТАЙ, Ж., ТАЛАНОВ, Е., ЧИГАРКИН, А., КУАТБАЕВА, Г. 2005. Тематический обзор: Опустынивание/деградация земель. Астана, 88с.

ЗДОРОВЬЕ НАСЕЛЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН И ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ОРГАНИЗАЦИЙ ЗДРАВООХРАНЕНИЯ В 2010 г. 2011. Статистический сборник. Астана-Алматы. 312с.

КОНВЕНЦИЯ ОРГАНИЗАЦИИ ОБЪЕДИНЕННЫХ НАЦИЙ ПО БОРЬБЕ С ОПУСТЫНИВАНИЕМ В ТЕХ СТРАНАХ, КОТОРЫЕ ИСПЫТЫВАЮТ СЕРЬЕЗНУЮ ЗАСУХУ ИЛИ ОПУСТЫНИВАНИЕ, ОСОБЕННО В АФРИКЕ. 1995. ССД. Женева. 78с.

СУРЖИКОВ, В.Д. и др. 2004. Оценка риска воздействия отдельных факторов среды для здоровья населения. В сб.: *Проблемы оценки риска здоровью населения от воздействия факторов окружающей среды*. Москва, 197-200.

ТОКМАГАМБЕТОВА, Р.Ю. 2001. Закономерности формирования и развития эколого-демографических процессов Казахстанского Приаралья. Автореф.дисс.на соиск.учен.степ.к.г.н. Алматы. 23с.

Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана Р.М.Мамедов