

# ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ ПЛОЩАДИ МИШОВДАГ НИЖНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЫ ПО НОВЫМ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Х. З. Мухтарова, Г. Д. Насибова

## Geological structure and hydrocarbon bearing prospects of deep horizons of Mishovdag Lower Kurinskaya basin based on new geology and geophysics data

Kh. Mukhtarova, G. D. Nasibova

In order to determine the perspective based on new geological and geophysics data geological development was analyzed, reservoir characteristics of rocks were studied and correlation of cut-sections of Mishovdag structure of Lower Kurinskaya basin were done based on well data. As a consequence of the carried out paleo-analysis it was identified that the Mishovdag structure was developing simultaneously with deposition of sediments which proves its consedimentation. The carried out petrophysical studies showed that the lithofacies of rocks, that form layers change based on the sizes of flakes, meaning that coarse grained lithofacies changes to fine-grained from legs to the crest. The characteristic of variability of penetrability of rocks along the horizons is that it occurs at long intervals. Based on the correlation of the well cut-sections widespread development of the effective capacities of PT deep horizons on the eastern arch and crestal parts of the Mishovdag anticline can be assumed. It should be mentioned that the drilled wells to the present day comprise wing and periclinal parts of the plications, upstructure portion of the Mishovdag deposit where main reserves of hydrocarbons along the PT-I horizon are concentrated was not encompassed by the deep exploratory drilling (since main wells in this part were drilled up to PT-I-PT-II). Based on the carried out explorations we can safely assume that the eastern crest portion where deep drilling on deep PT horizons weren't made, new deposits of hydrocarbons will be detected.

Keywords: fold; structure; swell; lithofacies; perspective; oil; area; field.

Для определения перспектив нефтегазоносности на основе новых геолого-геофизических данных проанализировано геологическое развитие, по скважинным данным изучены коллекторские свойства пород и была проведена корреляция разрезов Мишовдагской структуры Нижнекуринской впадины. По результатам проведенного палеоанализа выявлено, что Мишовдагская структура развивалась одновременно с осадконакоплением, что доказывает ее конседиментационность. Проведенные петрофизические исследования показали, что литофации пород, образующие пласты, меняются по размерам зерен, т. е. грубозернистая литофация меняется на мелкозернистую от крыльев к сводовой части. Особенность изменчивости пористости и проницаемости пород по горизонтам заключается в том, что она происходит на больших интервалах. По корреляции разрезов скважин можно предположить широкое развитие эффективных мощностей глубоких горизонтов продуктивной толщи на восточной сводовой и присводовых частях антиклинали Мишовдаг. Следует отметить, что пробуренные скважины до настоящего времени охватывают крыльевые и периклинальные части складки, а сводовая часть месторождения Мишовдаг, где сосредоточены основные запасы УВ по горизонту ПТ-I, не была охвачена глубоким разведочным бурением, так как основные скважины в этой части пробурены до ПТ-I-ПТ-II. Согласно проведенным исследованиям, можно с уверенностью полагать, что в восточной сводовой части, где не было проведено глубокое бурение на глубокие горизонты продуктивной толщи, будут обнаружены новые залежи УВ.

Ключевые слова: складка; структура; свод; литофация, перспективность, нефть, площадь, месторождение.

Нижнекуринская впадина, в которой располагается Мишовдагская структура, ограничивается на западе-юго-западе Западно-Каспийским, на востоке-северо-востоке Ленгезиз-Алятскими глубинными разломами, а на востоке меридионально направленным Алят-Гызылагаджским разломом от Бакинского архипелага и с юго-запада Предталышским глубинным разломом от Талышских гор. Общая мощность мезокайнозойских осадков, которые наполняют впадину, увеличивается по направлению к Каспийскому морю от 16 до 20 км. Из-за того, что половину мощности этих осадков составляют плейстоцен-антропогенные отложения, изучить строение палеоген-миоценовых и мезозойских отложений не представлялось возможным. Надо отметить, что брахиантиклинальные структуры плейстоцен-антропогена составляют сложные Пирсаат-Хаммадагские (А-А), Келамеддин-Мишовдаг-Бяндован (Б-Б) и Кюровдаг-Нефтчалаинские (В-В) антиклинальные зоны (рис. 1, 2). Мишовдагская площадь расположена примерно в центральной части антиклинального пояса Каламадын-Бяндован, между поднятиями Малый Харам на северо-западе и Галмаз на юго-востоке [1-4, 5].

Мишовдагская структура приурочена к локальному поднятию того же наименования. На рельефе местности эта структура отражена в виде

нескольких поднятий, из которых самые крупные – Бюек Мишовдаг, Кичик Мишовдаг и Гыздаг, которые буквально отражают плиоценовую складчатость на поверхности земли. Абсолютные высоты поднятий на поверхности земли, имея 297,4; 281,7 и 294,4 м высоты, характеризуются



Рисунок 1. Обзорная карта Нижнекуринской впадины нефтегазоносного района. 1 – месторождения; 2 – изогипсы; 3 – разломы; 4 – антиклинальные зоны: Пирсаат-Хаммадаг (А-А), Келамеддин-Мишовдаг-Бяндован (Б-Б) и Кюровдаг-Нефтчала (В-В).

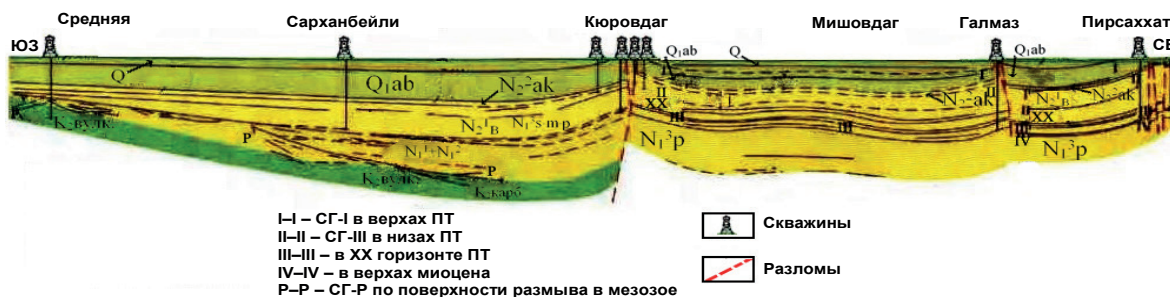


Рисунок 2. Нижнекуринский нефтегазоносный район. Региональный геолого-геофизический профиль [5].

Стратиграфический возраст	
Q – четвертичные отложения;	N <sub>1</sub> <sup>3p</sup> – понтийский ярус (верхний миоцен)
Q <sub>1ap</sub> – апшеронский ярус (четвертичная система)	N <sub>1</sub> <sup>3m</sup> – меотис (верхний миоцен)
N <sub>2</sub> <sup>2ak</sup> – ачкагельский ярус (верхний плиоцен)	N <sub>1</sub> <sup>3s</sup> – сармат (верхний миоцен)
N <sub>2</sub> <sup>1</sup> – продуктивная толща (ПТ) (нижний плиоцен)	N <sub>1</sub> <sup>2</sup> – средний миоцен
N <sub>2</sub> <sup>1.1</sup> – нижний отдел ПТ	N <sub>1</sub> <sup>1</sup> – нижний миоцен
N <sub>2</sub> <sup>1.2</sup> – верхний отдел ПТ	K <sub>2</sub> вулк. – верхний мел, вулканические образования
	K <sub>2</sub> карб. – верхний мел, карбонатные образования

тем, что их склоны подрывают глубокие овраги, которые частично заполнены брекчиями грязевых вулканов. Само месторождение простирается с севера-запада на юго-восток [6].

Первая разведочная скважина на месторождении глубиной 850 м была пробурена в 1913 г. и вскрыла породы продуктивной толщи (ПТ). В последующие годы были проведены структурно-поисковые работы, картировочное бурение до глубин 300 м, а в 1955 г. была пробурена запланированная разведочная скважина, которая открыла это месторождение.

Геологический разрез Мишовдага представлен голоценовыми (ново-хазарскими) и плейстоценовыми (древне-хазарскими, бакинскими, апшеронскими) породами четвертичной системы, агджагельскими осадками и разрезом ПТ, которые перекрыты вулканическими брекчиями. В некоторых скважинах были вскрыты породы понта (миоцен) [7].

Понтийский ярус (миоцен), который представлен в основном глинами, был вскрыт несколькими скважинами.

Породы ПТ представлены чередованием разноцветных песков, песчаников и глин. Песчаные горизонты, количество которых достигает

20, отделены друг от друга глинистыми пластами. Верхняя часть разреза отличается большей (50–55 %) песчаностью. Полная мощность ПТ, которая достигает 3105 м, была вскрыта в скважине 59.

Агджагельские породы представлены в основном глинами, но в нижней части разреза встречаются также и пропластки карбонатных песков. Мощность яруса колеблется от 60 до 190 м.

Четвертичные породы представлены чередованием песков и глин, а в верхней части – чередованием супесей и суглинков. Мощность варьирует между 20–230 м. Породы апшеронского яруса представлены всеми тремя подъярусами, которые литологически характеризуются чередованием песков, песчаников, глин, а иногда (в верхнем апшероне) известняков и коверновых известняков. Средний апшерон характеризуется большей песчаностью. Общая мощность 1700 м.

Мишовдаг – асимметричная брахиантиклинальная структура размерами (20 × 25) × (4 × 6) км (рис. 2, 3), расположена почти в поперечном направлении и крутым (25–45°) южным и более пологим (7–25°) северным крыльями. Особенно отчетливо эта асимметрия видна в западной части структуры.

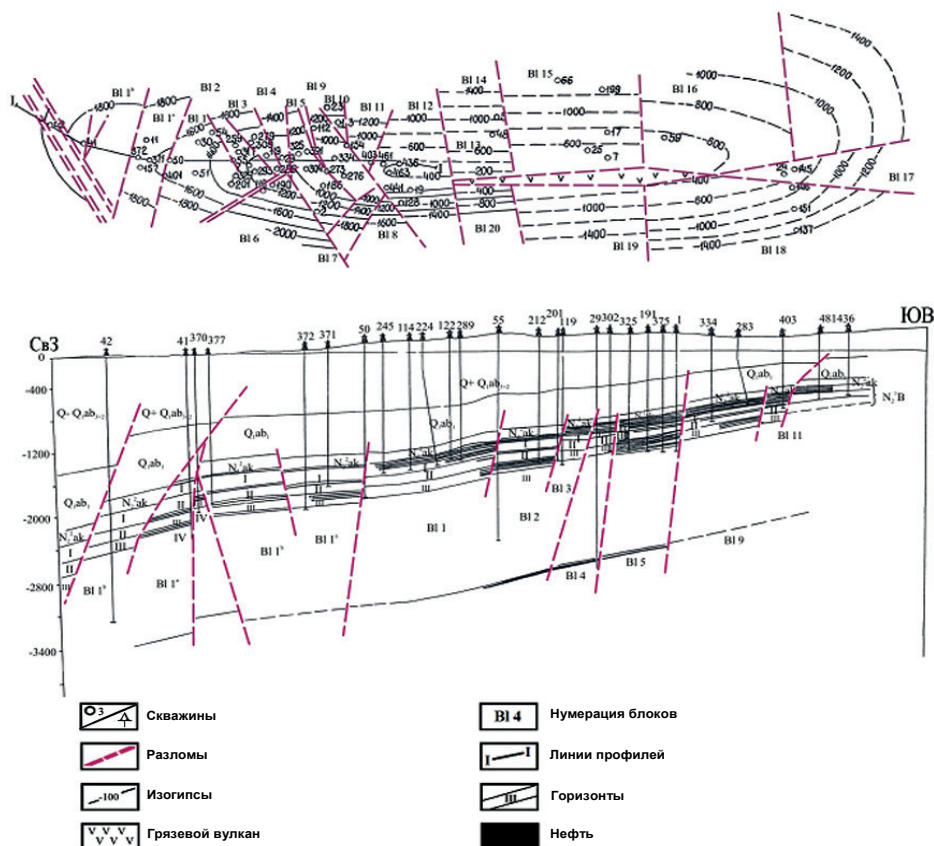


Рисунок 3. Площадь Мишовдаг. Структурная карта по подошве агджагиль и геологический профиль.





Рисунок 4. Месторождение Мишовдаг. Палео профили, показывающие развитие структуры (условные обозначения см. на рис. 2).

Сводовая часть складки осложняется большим продольным разломом регионального характера, и северо-восточное крыло относительно юго-западного приподнялось на 100–200 м. Этот продольный разлом, не доходя до северо-западной периклинали складки, затухает, соприкасаясь с расположившимся в восточной стороне от скв.19 и 436 поперечным разломом (рис. 3).

На площади было обнаружено около 20 малоамплитудных (50–250 м) поперечных разломов. Разломы сбросового и сдвигового типа создали более 25 блоков. Наблюдаемые грязевые вулканы и грифоны, сальзы, количество которых более 15, связаны с этими разломами.

В первых пробуренных поисковых и разведочных скважинах наблюдались нефтегазовые проявления, а нефтяное месторождение промышленного значения было открыто в 1956 г. Апробация скважин показала, что основными нефтяными пластами ПТ являются I, II и III, а в малом количестве нефть имеется в IV и XII горизонтах. Максимальная нефтенасыщенность связана с I и III горизонтами. По всем горизонтам нефтегазонасыщенность связана в основном с северо-западным крылом структуры.

Нефтенасыщенность разных горизонтов и блоков имеет разный характер. I горизонт ПТ нефтенасыщен в 1, 1a, 1б, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11 и 12; II – в 1, 1a, 1б+с, 2, 5, 6, 9; IV – в 1б+с, 5; XII – в 1, 2, 3, 4 и 5 блоках [8–10].

Воды коллекторов ПТ имеют подошвенный и контурный характер. Никакой закономерности в отношении нефтенасыщенности или же водонасыщенности не наблюдается.

Нефти Мишовдагского месторождения высокосмолистые и высокопарафинистые. Плотность нефтей I горизонта колеблется от 0,861 до

0,918 г/см<sup>3</sup>; II горизонта 0,876–0,907 г/см<sup>3</sup>; III горизонта 0,866–0,913 г/см<sup>3</sup>; IV горизонта 0,875–0,893 г/см<sup>3</sup>.

Месторождение Мишовдаг вступило в эксплуатацию в 1956 г. [11].

Перспективы дальнейших поисков залежей нефти и газа связаны с отложениями нижней, еще не вскрытой бурением части ПТ мощностью около 1500 м. Учитывая, что большое количество глубоких разведочных скважин в сводовой и юго-восточной частях складки до глубины 2000–2200 м не обнаружило промышленных залежей нефти и газа, целесообразно первые разведочные скважины на низы толщи пробурить в той части складки, где такие залежи уже установлены.

Основная цель проведения исследований – определить нефтегазонасыщенность погруженных горизонтов на основе проведенных геолого-геофизических работ и по материалам бурения.

На площади Мишовдаг были проведены следующие исследования: палеоанализ структуры и истории геологического развития по геолого-геофизическим данным, корреляция разрезов скважин, изучены петрофизические особенности пород.

На основе сейсмогеологического профиля составлены палео профили, которые в дальнейшем были детально проанализированы (рис. 4).

Анализ составленных палео профелей дает возможность проследить развитие локального поднятия и отметить особенности развития различных стратиграфических времен. Далее предоставляется результат анализа развития складки [12].

Как видно из палео профилей нижней и верхней продуктивной толщи и верхнего плиоцена по Мишовдагскому поднятию, развитие

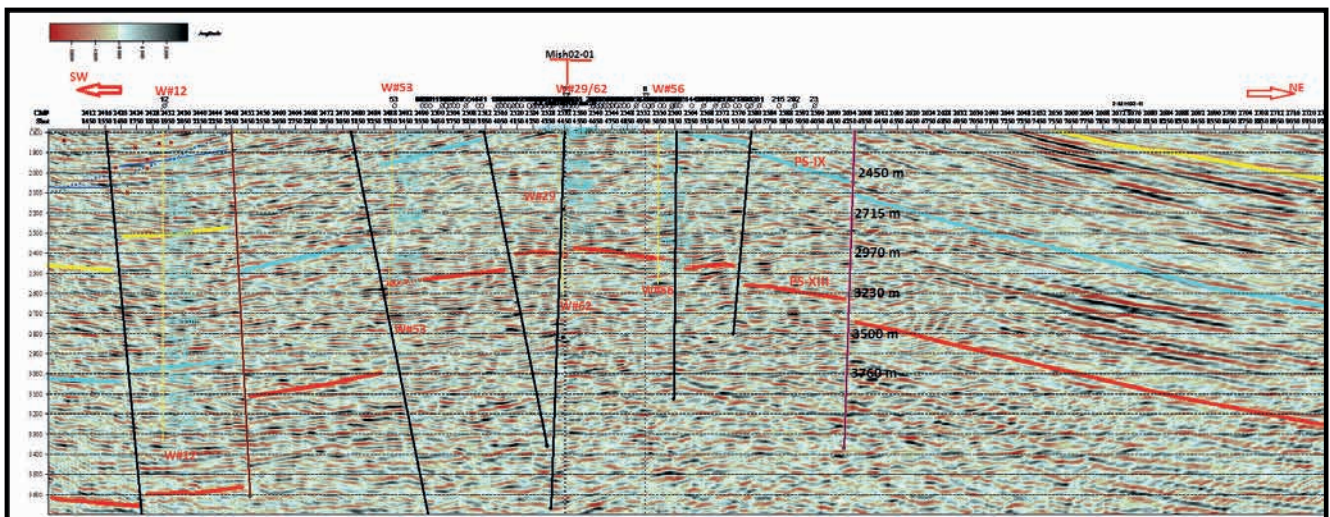


Рис. 5. Поперечный сейсмический профиль.

Изменение гранулометрического состава и коллекторских свойств кайнозойских отложений Мишовдагской структуры по глубине.

Скважина	Горизонт	Интервал, м	Описание образца	Размер зерен, мм				Пористость	Карбонатность	Проницаемость
				> 0,25	0,25–0,1	0,1–0,01	< 0,01			
46	4	1682–1692	Глинисто-песчаный алеврит	0,4	32,5	43,7	23,4	19,3	12,8	20
58	4	1740–1745	Глинисто-песчаный алеврит	0,1	10,9	64,9	24,1	23,1	13,4	137
58	4	1830–1835	Глинисто-песчаный алеврит	0,3	18,7	47,9	33,1	20,6	14,2	6
64	4	2200–2210	Алевритовая глина	1,0	8,5	36,6	53,9	16,7	10,2	12
53	4	1700–1710	Глинистый алеврит	1,0	6,1	64,4	28,5	17,5	13,5	4
53	4	1795–1805	Глинисто-песчаный алеврит	0,2	46,8	32,8	20,2	26,3	11	148
58	4	1570–1575	Глинисто-алееритовый песок	1,6	42,4	13,6	30,5	14,6	18,3	8
58	5	2000–2010	Песчано-глинистый алеврит		27,4	25,5	28,9	24,0	10	123
58	7	2225–2231	Глинистый алеврит	0,1	2,8	43,7	23,0	25,5	14,1	26
58	9	2422–2427	Глинисто-алееритовый песок	4,6	46,5	74,1	19,2	20,5	11,7	230
67	10	3060–3065	Глинисто-алееритовый песок	4,6	40,5	25,4	29,5	19,7	6,8	11
62	12	2905–2910	Песчано-алееритовый песок	0,4	23,4	48,0	28,2	27,5	27,4	317

структуры началось не позднее позднего миоцена и продолжалось в более позднее время, в течение которого юго-западное крыло складки развивалось более интенсивно по сравнению с северо-восточным. В результате, залегание пластов на юго-западном крыле достигало 50°, а на

северо-восточном составляло 15–20°. Наиболее интенсивное развитие складки приходится на четвертичный период. Вследствие превышения скоростью развития складки скорости осадконакопления в четвертичном периоде апшеронские породы в сводовой части структуры подверглись размыванию. Из-за уменьшения мощности ПТ к сводовой части структуры Мишовдаг конседиментационного типа, а также огрубления фаций от крыльев к своду можно говорить об улучшении коллекторских свойств в указанном направлении.

Как видно из рис. 4, геолого-геотектоническое развитие складки носит конседиментационный характер и, в данном случае скорость развития складки в сводовой части была больше скорости осадконакопления. По этой причине за счет большей мощности осадков в периклиналях (особенно в западной) существовали более благоприятные условия для накопления, сохранения и преобразования ОВ. Увеличение эффективной мощности служит еще одним доказательством в пользу этого. Так, распределение эффективных нефтенасыщенных мощностей горизонтов ПТ: равномерное по IV, V, VI; слабое по VII, VIII, IX, X; относительно равномерное по XI, XII, XIII.

Учитывая историю развития, на основе геолого-геофизических (сейсмические временные разрезы) материалов можно предположить широкое развитие эффективных мощностей глубоких горизонтов ПТ на восточных сводовых и присводовых частях антиклинали Мишовдаг (рис. 5).

По данным скважин, пробуренных на западной периклинали Мишовдагской структуры, был составлен график изменения пористости и проницаемости по горизонтам. Как видно из этого графика, изменение пористости и проницаемости IV–XIV горизонтов продуктивной толщи характеризуется большим интервалом. Максимальное значение пористости и проницаемости на указанном интервале фиксируется в IX и XII горизонтах (таблица, рис. 6).

Корреляция скважин, пробуренных на западной периклинали Мишовдагской структуры по IV–VII и XI–XIV горизонтам ПТ, показана на рис. 7, а, б, в.

Таким образом, объектами основных исследований являются средние горизонты ПТ (гор. IV–VII), вскрытые в западной и центральной части структуры Мишовдаг и давшие промышленные притоки нефти в скважинах № 29, 36, 37, 62, и нижние подошвенные горизонты ПТ (гор. X–XIV), вскрытые в западной и центральной частях структуры Мишовдаг и давшие промышленные притоки нефти в скважинах № 29, 36, 40, 56, 62.

Распределение эффективных нефтенасыщенных мощностей горизонтов ПТ: равномерное по IV, V, VI; слабое по VII, VIII, IX, X; относительно равномерное по XI, XII, XIII.

До этого все пробуренные разведочные-глубокие скважины были заложены только в периклиналиальных и крыльевых частях антиклинали. Глубина залегания отложений XIII горизонта в сводовой части выше на 600 м, чем на крыльевых частях структуры Мишовдаг, что позволит вскрыть весь комплекс глубоких горизонтов от ПТ-I–ПТ-XIII скважин с максимальной глубиной 2800–3000 м.

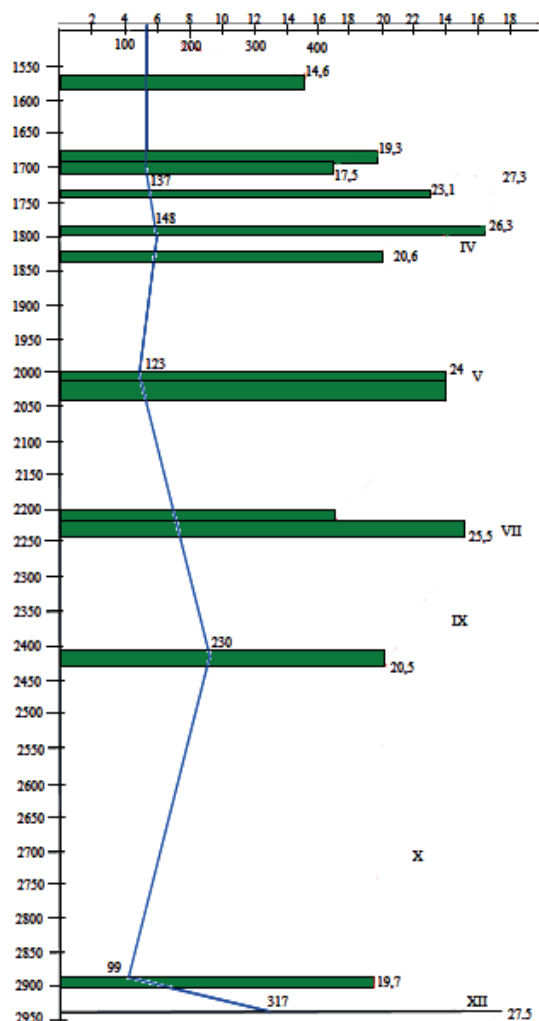


Рисунок 6. Изменение пористости и проницаемости по горизонтам.



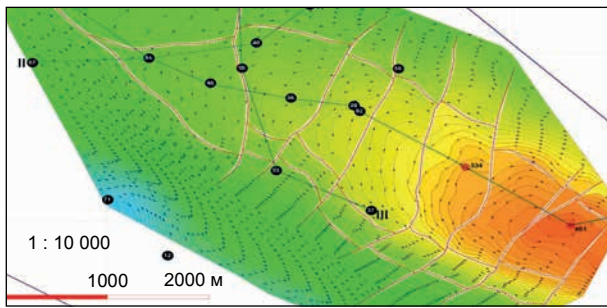
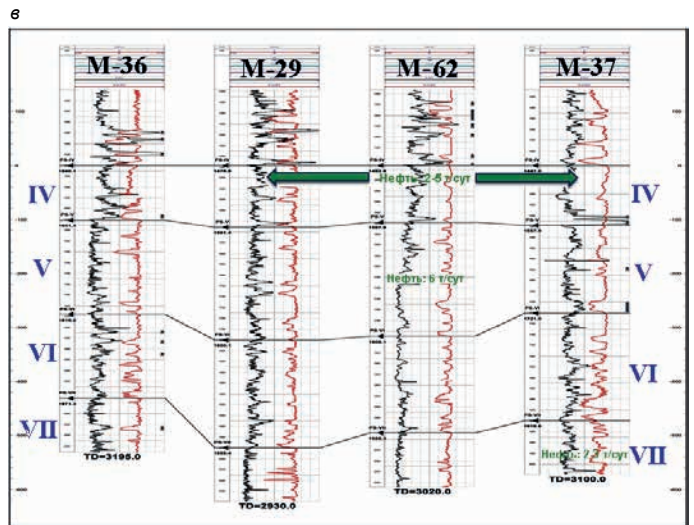
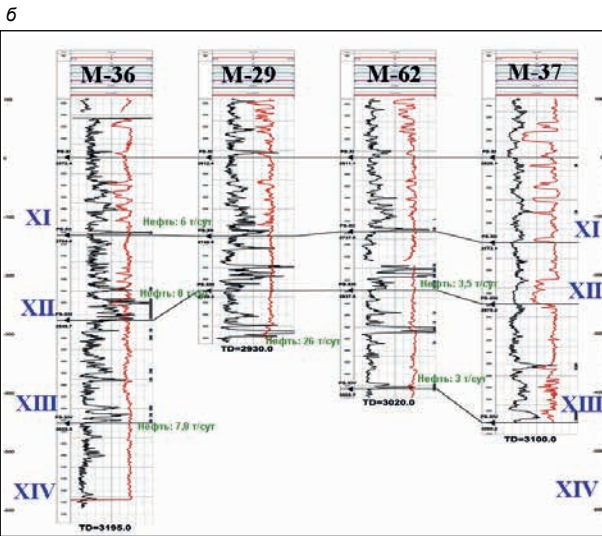
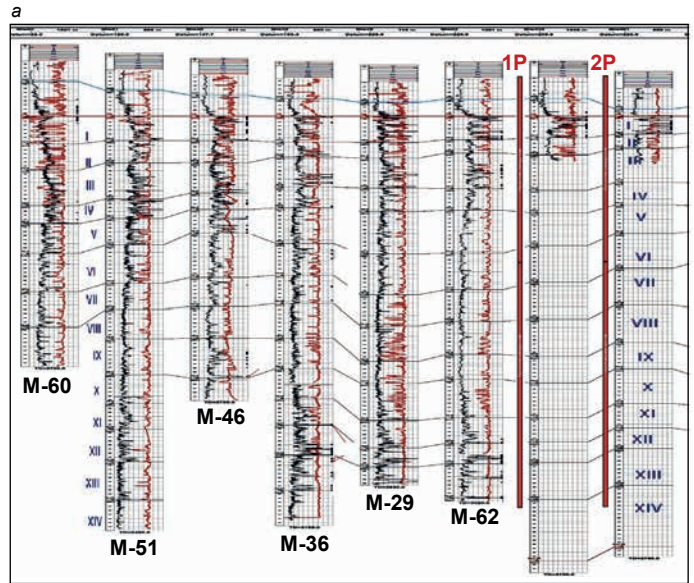


Рис. 7. Площадь Мишовдаг. Корреляционная схема по линиям. а – I-I; б – II-II; в – III-III.



Из пробуренных глубоких скважин на площади Кюровадаг получены фонтаны нефти из разных горизонтов (ПТ-III–ПТ-XIII) ПТ; как видно из корреляционной схемы, горизонты ПТ залегают здесь ниже на 800–1000 м относительно скважин месторождения Мишовдаг М40, 36, 29, а южные скважины К3003, 3004, а также KN9, KN10 (Карабаглы), также давшие промышленный приток нефти из ПТ-III–ПТ-X, еще ниже на 350–400 м. Таким образом, проектные разведочные скважины, заложенные на месторождении Мишовдаг, вскроют горизонты ПТ (ПТ-III–ПТ-XIII) на 600 м выше, чем М40, 36, 29, на 1600 м выше, чем скв. Кюровадаг, и почти на 2000 м выше, чем К3003, 3004, а также KN9, KN10 (Карабаглы), рис. 8.

**Выводы и рекомендации**

1. Палеотектонический анализ доказывает, что структура Мишовдаг является конседиментационной складкой, в которой осадконакопление происходило одновременно с складкообразованием;
2. Исследованные горизонты IV, V, VII, IX, X, XII обладают высокими коллекторскими свойствами
3. Все пробуренные на данный момент глубокие разведочные скважины были заложены только в периклинальных и крыльевых частях антиклинали. Учитывая историю развития на основе геолого-геофизических (сейсмические временные разрезы) материалов, можно предположить широкое развитие эффективных мощностей глубоких горизонтов PS на восточных сводовых и присводовых частях антиклинали Мишовдаг. Глубина залегания отложений XIII горизонта в сводовой части выше на 600 м, чем на крыльевых частях структуры Мишовдаг, что позволит вскрыть весь комплекс глубоких горизонтов ПТ-I–ПТ-XIV в скважине с максимальной глубиной 2800–3000 м (рис. 9).
4. Определены нефтегазоносность и перспективность нижних горизонтов ПТ (до XIV горизонта включительно) в разрезе ранее не раз-

веданной присводовой и сводовой частей структуры Мишовдаг, а также изучены петрофизические свойства, которые определяют коллекторские характеристики разреза.

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана / А. А. Ализаде [и др.] М.: Недра, 1966. 392 с.
2. Алиев А. И., Багирзаде Ф. М., Буниатзаде З. А. и др. Месторождения нефти и газа – перспективные структуры Азербайджанской ССР. Баку: Элм, 1985. 298 с.
3. Карта месторождений нефти и газа и перспективных структур Азербайджанской ССР. М.: ГУГК, 1985.
4. Карта нефтегеологического районирования Азербайджанской ССР. М.: ГУГК, 1984.
5. Юсифов Х., Сулейманов А. Геологические основы поисков нефти и газа в мезозойских отложениях в Азербайджане. Баку, 2015. 307 с.
6. Гусейнов А. Н., Ширинов Ф. А. Нефтегеологическое районирование территории Азербайджана // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1977. № 8. С. 8–11.
7. Сулейманов А. М. Литолого-стратиграфические предпосылки поисков неантиклинальных залежей нефти в мезозойских отложениях Куринского межгорного прогиба // Геолог Азербайджана. 2000. № 4. С. 8–15.
8. Сулейманов А. М., Зейналов Р. Л., Магеррамов Б. И. Перспективы поисков новых нефтегазовых залежей в северо-восточной приобтовой части Нижнекуринской впадины // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1997. № 4. С. 9–16.
9. Юсифов М. Г., Ахундов Ш. Х. Прогнозирование тектонически-экранированных залежей углеводородов в Среднекуринской депрессии // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2013. № 4. С. 7–12.
10. Гаджизаде Ф. М. Геологическое строение и нефтегазоносность Среднекуринской впадины Азербайджана. Баку: Adiloğlu, 2003. 377 с.



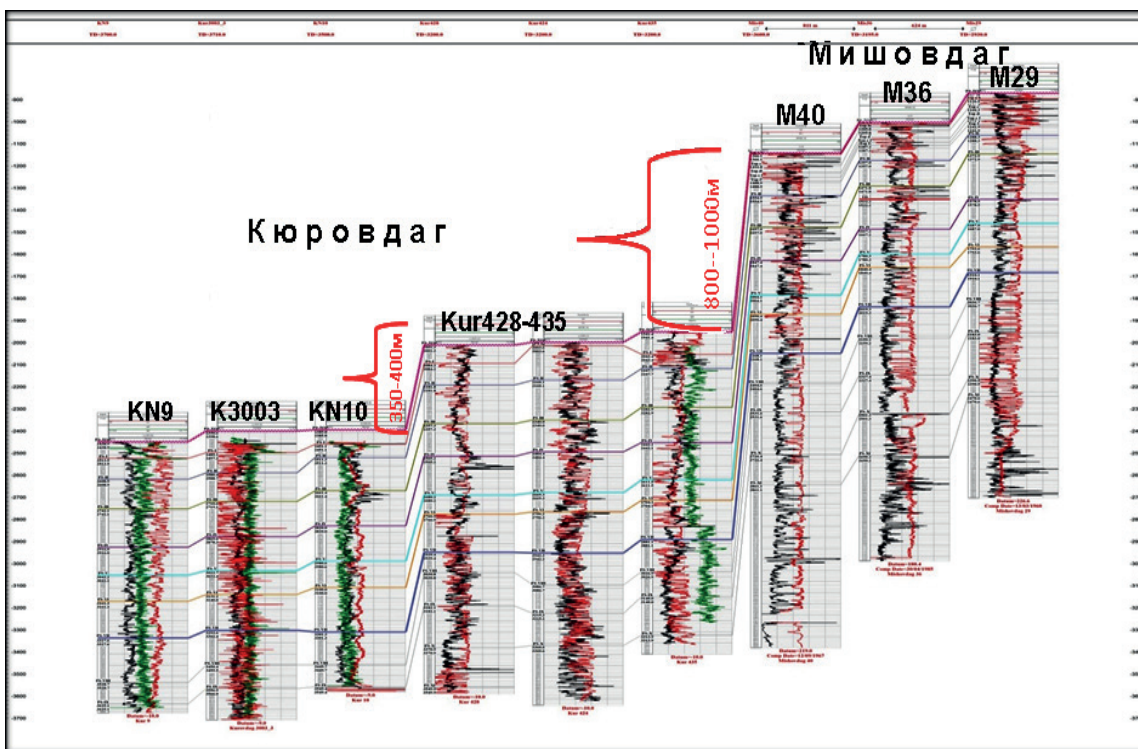


Рисунок 8. Корреляционная схема по линии скважин месторождений Кюровдаг–Мишовдаг.

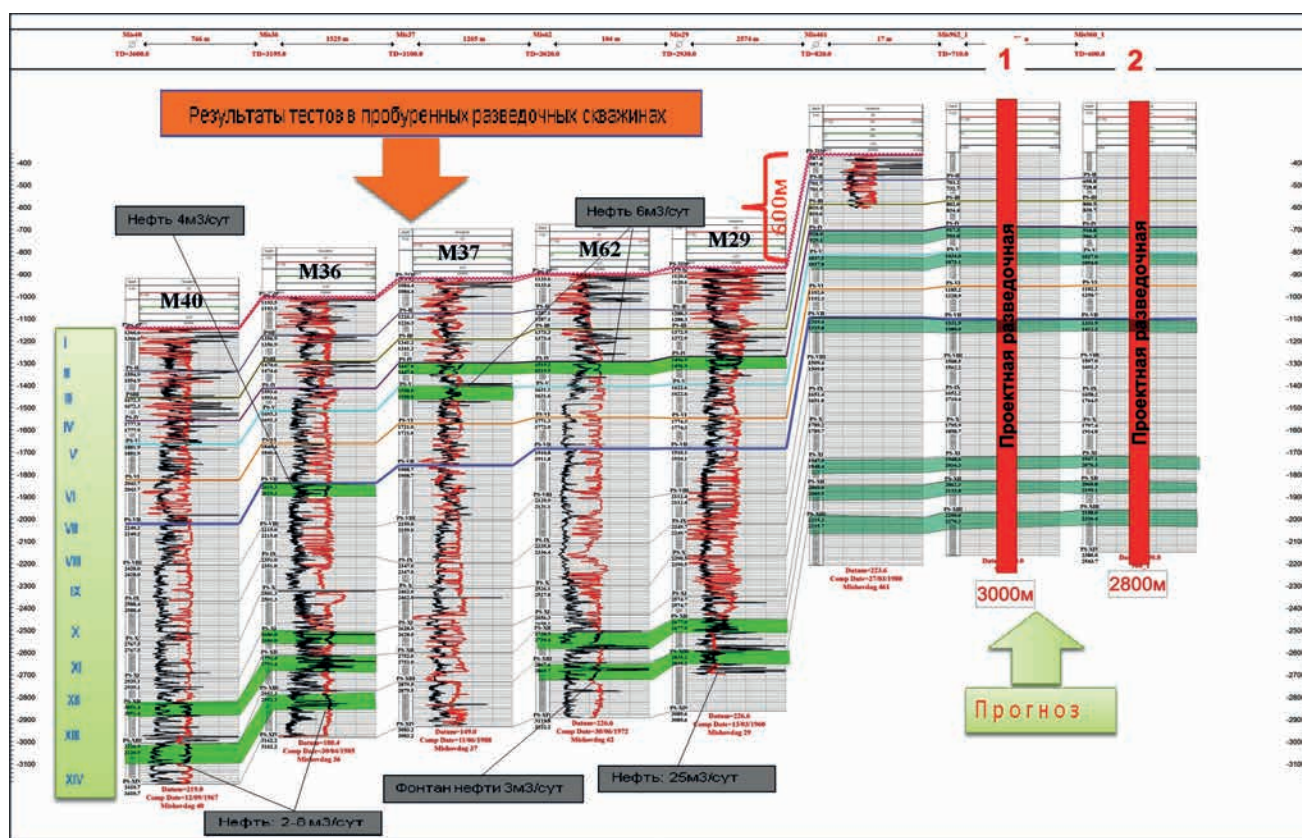


Рисунок 9. Предлагаемые проектные-разведочные скважины на основе корреляции скважин 40, 36, 37, 62, 29, вскрывших средние и нижние горизонты ПТ месторождения Мишовдаг.

11. Салаев С. Г., Керимов И. А. и др. Оценка перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений Среднекуринской впадины и Апшероно-Гобустанской области. Баку: Элм, 1983. 184 с.  
 12. Salmanov A. M., Suleymanov A. M., Maharramov B. I. Paleogeology of oil and gas bearing regions in Azerbaijan. Baku: Mars Print, 2015. 472 p.

REFERENCES

1. Alizade A. A. et al. 1966, *Geologiya neftnyaykh i gazovykh mestorozhdeniy Azerbaidjana* [Geology of oil and gas fields of Azerbaijan]. Moscow, 392 p.  
 2. Aliev A. I., Bagirzade F. M., Buniyatze Z. A. et al. 1985, *Mestorozhdeniya nefti*

*i gaza – perspektivniye struktury Azerbaidzhanskoi SSR* [Oil and gas fields – perspective structures of Azerbaijan SSR]. Baku, 298 p.

3. 1985, *Karta mestorozhdeniy nefiti i gaza i perspektivnykh struktur Azerbaidzhanskoi SSR* [Map of oil and gas fields and perspective features of Azerbaijan SSR], Moscow.

4. 1984, *Karta neftegeologicheskogo rayonirovaniya Azerbaidzhanskoi SSR* [Map of geological zoning of oil fields of Azerbaijan SSR], Moscow.

5. Yusifov H., Suleimanov A. M. 2015, *Geologicheskie osnovy poiskov nefiti i gaza v mezozoyskikh otlozheniyah v Azerbaidzhane* [Geological principles of searching for oil and gas in Mesozoic deposits in Azerbaijan]. Baku, 307 p.

6. Guseinov A. N., Shirinov F. A. 1977, *Neftegeologicheskoye raionirovaniye territorii Azerbaidzhana* [Geological zoning of oil fields of Azerbaijan]. *Azerbaidzhanskoye neftyanoye khozyaistvo* [Azerbaijan oil industry]. No. 8, pp. 8–11.

7. Suleymanov A. M. 2000, *Litologo-stratigraficheskiye predposylki poiskov ne-antiklinalnykh zalezhei nefiti v mezozoyskikh otlozheniyakh Kurinskogo mezhgornogo progiba* [Lithologic-and-stratigraphic basis of searching for non-anticlinal deposits of Kurinskiy intermountain trough]. *Geolog Azerbaidzhana*

[Geologist of Azerbaijan]. No. 4, pp. 8–15.

8. Suleymanov A. M., Zeinalov R. L., Magerramov B. I., 1997, *Perspektivy poiskov novykh neftegazovykh zalezhei v severo-vostochnoi pribortovoi chasti Nizhnekurinskoi vpadiny* [The outlook for the search for new oil reserves in north-eastern cutoff part of Lower Kurinskaya basin]. *Azerbaidzhanskoye neftyanoe khozyaistvo* [Azerbaijan oil industry]. No. 4. pp. 9–16.

9. Yusifov M. G., Akhundov S. H. 2013, [Forecasting tectonically screened deposits of hydrocarbons in Srednekurinskaya depression]. *Azerbaidzhanskoye neftyanoe khozyaistvo* [Azerbaijan oil industry]. No. 4. pp. 7–12.

10. Gadzhizade F. M. 2003, *Geologicheskoe stroeniye i neftegazonosnost Srednekurinskoi vpadiny Azerbaidzhana* [Geological structure and oil and gas content in Srednekurinskaya depression of Azerbaijan]. Baku, 377 p.

11. Salaev S. G., Kerimov I. A. et al. 1983, *Otsenka perspektiv neftegazonosnosti mezozoyskikh otlozheniy Srednekurinskoi vpadiny i Apsherono-Gobustanskoi oblasti* [Evaluation of perspectives of oil and gas content in Mesozoic deposits of Srednekurinskaya depression and Apsherono-Gobustanskaya region]. Baku, 184 p.

12. Salmanov A. M., Suleymanov A. M., Maharramov B. I. 2015, Paleogeology of oil and gas bearing regions in Azerbaijan. Baku, 472 p.

**Хураман Зиядхан гызы Мухтарова,**

mukhtarova.khuraman@mail.ru

**Гюльтер Джумшуд гызы Насибова,**

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности  
Азербайджан, Баку, просп. Азадлыг, 20

**Khuraman Ziyadkhan gyzy Mukhtarova,**

mukhtarova.khuraman@mail.ru

**Gyulter Djumshud gyzy Nasibova,**

Azerbaijan State University of Oil and Industry  
Baku, Azerbaijan