

УДК 550:622.276(479.24)

С. Ш. оглы Салахов, кандидат геолого-минералогических наук  
Министерство экологии и природных ресурсов Азербайджанской Республики  
Национальная геологическая служба

## ТЕРМАЛЬНЫЕ ВОДЫ IV ГОРИЗОНТА ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ БИНА-ГОУСАНСКОЙ МУЛЬДЫ

*По формированию и генезису термальных вод территория исследований очень сложная. Глубинные разломы играют основную роль в установлении термодинамического режима нефтяных, в том числе минеральных, промышленных и термальных вод в Апшеронском полуострове. Бина-Гоусанская мульда Апшеронского полуострова давно эксплуатируется в целях добычи нефти и газа.*

*Кроме этого, на этой площади распространены промышленные и термальные воды. Поэтому в западном борту мульды были проведены гидрогеологические исследования. В результате проведения откачек рассчитаны основные гидродинамические параметры: дебит, статические и динамические уровни, пьезопроводность, коэффициент проводимости, температура и др.*

*По результатам проведенных гидрогеологических работ было рекомендовано продолжение работ на IV горизонте продуктивной толщи Бина-Гоусанской мульды в зависимости от площади и глубин.*

**Ключевые слова:** уровень, температура, структура, глубина, перспектива, динамический уровень, глина, нефть, сутки.

История изучения термальных вод Апшеронского полуострова тесно связана с развитием нефтяной промышленности и может быть разделена на три этапа:

I этап – с конца XIX века до 30-х годов прошлого столетия. На этом этапе велось лишь описание характера проявлений и состава термальных вод. Этот этап начинается с образованием Кавказского горного управления в связи с развитием промышленности и практической потребностью в геологических исследованиях. Многие геологи управления работали по изучению нефтяных месторождений Апшеронского полуострова.

Первые сведения о термальных водах нефтяных месторождений даны в конце XIX – начале XX столетия академиком Н. И. Андросевым, изложившим свои взгляды на генезис термальных вод.

В 1908 году химик Н. В. Харичков впервые дает химический состав вод, встречающихся совместно с нефтью на Кавказских нефтяных месторождениях (впервые установлено содержание йода и нафтеновых кислот).

В дореволюционное время только отдельные геологи отмечали необходимость изучения вод нефтяных месторождений.

В бурный период развития нефтяной промышленности Апшерона, начиная с 1924 года, появляется целый ряд сообщений и обобщений по пластовым водам нефтяных месторождений. Это позволило в 1934 году геологам В. М. Листенгартену, Э. А. Прозоровичу, А. Я. Гаврилову и другим под руководством М. В. Абромовича составить сводную работу под названием «Классификация подземных вод нефтяных месторождений Апшеронского полуострова» и рекомендовать использование «попутных» вод нефтяных месторождений для извлечения йода и брома.

II этап – с середины 30-х годов до 1960 г. на основании огромного числа химических анализов выявлены закономерности изменения химического состава термальных вод, началась переработка «попутных» вод нефтяных месторождений для получения йода.

Большое внимание изучению подземных вод нефтяных месторождений Апшеронского полуострова, начиная с 30-х годов, уделяет В. Г. Малышек. Под его руководством проделано огромное количе-

ство химических анализов термальных вод, что позволило выявить повышенное содержание йода и решить вопрос извлечения его из подземных вод. Это явилось основанием для строительства Бакинского йодного завода.

В этот период проводились многочисленные гравиметрические и сейсморазведочные работы. В 1945–1957 гг. на отдельных участках Бина-Гоусанской и Дюбенди-Зыринской мульды были проведены сейсморазведочные работы, в результате которых было установлено, что:

1. В северном участке центральной части Бина-Гоусанской синклинали несогласие между глубокими и вышележащими горизонтами.

2. Площадь Тюрканы является непосредственным продолжением Калинской складки на ЮВ и рассматривается как периклинальное окончание Калинской антиклинали.

3. Южнее структура Зыря на глубине 4,5 км находится пологий перегиб.

4. Карачухур-Зыхская складка полого погружается в юго-восточном направлении на расстоянии 20 км от Зыхского берега.

5. На Тюрканском побережье на протяжении 2 км от берега продолжается Калинская складка, к западу от которой отмечается погружение в море в юго-восточном направлении оси Гоусанской антиклинали.

6. Сечение Калинской складки и Восточно-Апшеронский синклинали в районе Кала-Тюрканы, т. е. соединение юго-восточной переклинали Калинской складки с юго-западным крылом Артемовской антиклинали.

В результате работ, проведенных в 1956 г., установлено, что ось Бина-Гоусанской антиклинали в районе Бина имеет направление с юго-восточного на северо-западное. Далее ось изменяет направление на меридиональное: на юго-западном крыле Калинской складки проходит зона сложного строения. Эта зона тянется от Бина на юго-восток в сторону моря и достигает ширины до 800 м.

В этот период изучением закономерностей изменения химического состава по глубине и по площади Апшеронского полуострова занимались такие вид-

ные ученые, как Ш. Ф. Мехтиев, Д. В. Жабрев, Б. И. Султанов, М. С. Агаларов и др.

Многолетние исследования в области нефтепромысловой гидрогеологии позволили А. Сулину систематизировать накопленный материал и изложить в трудах: «Воды нефтяных месторождений СССР» (1936 г.) и «Гидрогеология нефтяных месторождений» (1948 г.). Статическим методом в 1947 году В. С. Мелик-Пашаевым и В. В. Корховой были подсчитаны запасы «попутных» вод нефтяных месторождений Сураханы и Карачухур.

В 1948 году С. Т. Агабековым объемным методом были подсчитаны запасы «попутных» вод Калининского нефтяного месторождения. Несмотря на несовершенство используемых методов подсчета запасов вод эти работы послужили толчком к расширению Бакинского йодного завода.

В 1952 году «Союзкаптажминвод» провел подсчет запасов по Зыхскому месторождению йодобромных вод с утверждением в ГКЗ СССР в 1953 году. В изданной в 1960 г. монографии А. С. Агаларова «Гидрохимия основных нефтеносных месторождений Азербайджана» приведены подробные данные о подземных водах наиболее крупных месторождений Апшеронской и других нефтегазоносных областей.

III этап – с 1961 года по настоящее время.

Начало этого этапа совпадает с принятием правилами программы «Большая химия». Наряду с продолжающимся изучением подземных вод нефтяных месторождений начинается непосредственная разведка промышленных йодобромных вод, которая началась с предварительной оценки запасов попутных и пластовых вод продуктивной толщи Апшеронского полуострова, проведенной в 1960–1962 годах Азербайджанской партией на буревые воды.

С 1961 по 1972 год было проведено восстановление ликвидированных и бурение специальных гидрогеологических скважин на Зыхском участке Карачухурской складки.

За время с 1972 по 1978 год на территории Бина-Гоусанской мульды опытными работами охвачены 23 скважины, в которых опытными откачками исследовано 115 водоносных объектов. Описание и результаты этих объектов приводятся ниже.

В западном борту мульды откачка в скважине № 953 велась в течение 30 суток со средним дебитом  $100 \text{ м}^3/\text{сут.}$  при динамическом уровне на глубине 612 м. Вынос песка продолжался в течение 11 суток и уменьшился от 15 до 2 %. Температура воды у устья –  $45^\circ\text{C}$  [1].

Из-за сильного пескования откачка проведена с низким дебитом от 40 до  $96 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Динамический уровень колебался в пределах глубин 433–422 м. Песок выносился в первые сутки от 10 до 1 %. Статический уровень на глубине 394 м. На глубине 1370 м пластовое давление 10,3 МПа, а температура  $46^\circ\text{C}$ . Пескование в процессе опробования отразилось на расчетных гидродинамических параметрах. Величины их не представительны и не приняты в расчет средних значений [2, 3].

Скважина № 1527 3 в интервале 1198–1073 м перфорировано 86 м (860 отверстий) зарядами ПК-103.

Опробование проведено продолжительностью 28 суток. Дебит за 19 суток изменился от 200 до  $250 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Динамический уровень на глубинах 470–460 м. Вынос песка за 10 суток уменьшился до нуля. Температура воды у устья  $46^\circ\text{C}$ . Статический уровень на глубине 398,4 м. На глубине 1150 м пластовое давление 7,68 МПа, а температура  $50^\circ\text{C}$ . На полулогарифмическом графике по восстановлению непроницаемая граница не отражена. После промывки скважину пустили в откачку через 15 мм штуцер. Откачка продолжалась 6 суток со средним дебитом  $80 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Динамический уровень колебался от 423 до 442 м. Вынос песка 0,3 %. Температура воды у устья скважины –  $37^\circ\text{C}$ . Статический уровень установился на глубине 422,6 м. На глубине 965 м температура  $49^\circ\text{C}$ , пластовое давление 5,8 МПа. В связи с пробкообразованием по данному периоду расчеты не проводились. Опробование продолжали в режимах через 25, 33, 42, 62 мм штуцеры. При 25 мм штуцере дебит впервые 2 суток  $85\text{--}79 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , в последующие 4 суток –  $143\text{--}165 \text{ м}^3/\text{сут.}$  При динамическом уровне на глубине 458–448 м температура воды  $35\text{--}38^\circ\text{C}$ . Вынос песка 2,0–0,4 %.

В северной границе мульды скважина № 948. В интервале 1210–1130 м перфорировано 60 м (60 отверстий) зарядом ПК-103. Откачка продолжалась 27 суток со средним дебитом  $346 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Через 10 мм штуцер. Динамический уровень стабилизировался на глубине 360 м. Статический уровень установился на глубине 236,6 м.

Гидрогеологический куст № 4. Скважины № 4<sub>3</sub>–3<sub>3</sub> (приложение № 236). Скважина № 3<sub>3</sub> (графическое приложение № 236) – наблюдательная. На глубинах 1240 и 1238 м установили взрывные покера. В интервале 1145–1063 м перфорировано 71 м (420 отверстий) ПКС-80. Компрессорная откачка продолжалась 7 суток со средним дебитом  $288 \text{ м}^3/\text{сут.}$  при динамическом уровне от 428 до 538 м. Вынос песка до 0,5 %. Статический уровень на глубине 166,13 м. На глубине 1080 м температура  $37^\circ\text{C}$  [4, 5].

В восточном борту мульды скважина № 849. В интервале 1300–1213 м перфорировано 64 м (640 отверстий) ПК-103. Опробование проведено откачкой с дебитом  $300 \text{ м}^3/\text{сут.}$  В течение 33 суток. Вынос песка сократился до нуля. Температура воды у устья  $39^\circ\text{C}$ . Динамический уровень стабилизировался на глубине 430 м, статический – на глубине 252 м. По данным восстановления сделан расчет, приведенный на графике № 244. Непроницаемая граница не отражена. На глубине 1210 м пластовое давление 10,1 МПа, а температура  $47^\circ\text{C}$ .

Скважина № 1214. В интервале 1352–1247 м перфорировано 56 м (560 отверстий) ПКС-80. Откачка продолжалась 30 суток. Первые 17 суток со средним дебитом  $375 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Через 16 мм штуцер, а затем –  $550 \text{ м}^3/\text{сут.}$  При работе через 30 мм штуцер. Динамический уровень соответственно равнялся – 380 и 400 м. Песок в течение первой же недели снизился до следов. Температура воды у устья  $43^\circ\text{C}$ . Статический уровень: на глубине 1240 м пластовое давление и температура составили соответственно 11,0 МПа и  $46^\circ\text{C}$  [6].

Скважина № 63. На глубине 1370 м установлен взрывной покер ВП-135. В интервале 1350–1236 м перфорировано 68 м (680 отверстий) ПР-54. Компрессорная откачка продолжалась 7 суток. Откачку вели 2-рядным лифтом. Дебит 360 м<sup>3</sup>/сут. при динамическом уровне на глубине 261,8 м. Песок выносился в течение одних суток, снизился до нуля. Температура воды у устья 40,5 °С. Статический уровень установился на глубине 138,10 м. Для определения приемистости провели при 0–0,3 МПа и расходе воды 584 м<sup>3</sup>/сут. в первые 10 суток, а потом – 569 м<sup>3</sup>/сут. На глубине 1290 м пластовое давление 11,6 МПа, температура 43,5 °С.

В южном погружении восточного борта скважина № 1304. В интервале 1853–1720 м отперфорировано ПК-103 430 отверстий, ПКС-80 300 отверстий. При компрессорной откачке получен дебит – вначале 300–400 м<sup>3</sup>/сут. При динамическом уровне – 290 м. В начале откачки скважины подавали глинистый раствор, а затем перешли на воду с песком, содержание которого уменьшилось от 5 % до нуля. Статический уровень восстановился до глубины 1740 м, температура воды была 47 °С, пластовое давление 16,18 МПа. По результатам откачки составлен расчет.

Скважина № 1307. В интервале 2122–1996 м скважины отперфорировано ПКС-80 (860 отверстий). Дебит изменялся в пределах 350–470 м<sup>3</sup>/сут. Динамический уровень располагался на глубине 355 м. Вынос песка к концу откачки отсутствовал. Температура воды на устье 42 °С. Статический уровень установился на глубине 236,5 м. По восстановлению уровня составлен расчет.

В центральной части мульды скважина № 2. В интервале 1646–1573 м отперфорировано ПК-103 40 метров (400 отверстий). Продолжительность компрессорной откачки 13 суток. В течение первых пяти суток скважина работала через десятимиллиметровый штуцер при дебите 360 м<sup>3</sup>/сут. Динамический уровень колебался от 443 до 402 м. Вынос песка 0,5 %. Сменив штуцер на 20 мм, получили дебит до 550 м<sup>3</sup>/сут. Динамический уровень при этом располагался на глубине 402–403 м, температура воды у устья 42 °С, статический уровень на глубине 226,8 м. По данным восстановления уровня сделан расчет.

В южном погружении мульды скважина № 1516 (1515). В интервале 2001–1858 м отперфорировано ПК-103 76 метров (760 отверстий). Опробование велось отгартыванием – от 2 м<sup>3</sup>/сут. воды. Динамический уровень на глубине – 280–290 м. Получив пла-

стовую воду, закончили исследование. Статический уровень – на глубине 272,5 м.

Скважина № 1822 (1515). В интервале 2624–2494 м отперфорировано 77 м ПР-54 (500 отверстий) и ПК-103 (270 отверстий). Компрессорная откачка велась при дебите 462–472 м<sup>3</sup>/сут. На динамическом уровне от 273 до 336 м. Вынос песка отсутствует. Температура воды на устье 31 °С. Статический уровень на глубине 260,52 м.

Скважина № 36. В интервале 3079–2934 м отперфорировано ПК-103 51 м (510 отверстий). После перфорации скважина переливала дебитом 46 м<sup>3</sup>/сут., перешедшим впоследствии в капез. Опробование вели отгартыванием. Ежедневно отбиралось от 4,0 до 6,4 м<sup>3</sup> воды. Динамический уровень снизился до глубины 220 м. Статический уровень на глубине 175,6 м. На глубине 2300 м пластовое давление было 20,2 МПа, а температура 56 °С.

В заключение можно отметить, что разница в дренированности пластов из-за того, что высокопроницаемые пласты, включающие нефтяные залежи, более дренированы, чем низкопроницаемые пропластки, входящие в опробуемый комплекс, позволяет отнести район исследования ко второй группе сложности.

#### Библиографические ссылки

1. Дадашев Ф. Г., Дадашев А. М., Кабулова А. Я. Природные газы термальных и йодобромных вод Азербайджана и разработка поисковых критериев с проведением радиометрических исследований. – Баку : ЭЛМ, 1994. – 108 с.
2. Мамедов А. В., Аскеров Б. Д. Палеогеография Азербайджана в раннем и среднем плейстоцене. – Баку : ЭЛМ, 1988. – 193 с.
3. Антоньева И. Л., Гусейнов Р. И., Мамедов А. Г. Подсчет эксплуатационных Запасов йодобромных вод Нефтечальинского месторождения в Азербайджанской ССР. – Баку : ЭЛМ, 1989.
4. Мухтаров А. Ш., Адигезалов Н. З. Термальный режим грязевых вулканов Восточного Азербайджана // Труды Института геологии Нана. – Баку : ЭЛМ, 1987. – Вып. 26. – С. 221–228.
5. Салахов С. Ш. Йодобромные воды Шемаха-Гобустанского района Азербайджана // Журнал научных публикаций аспирантов и докторантов. – 2011. – № 1. – С. 82–85.
6. Салахов С. Ш. Водоносность пород Мезо-Кайнозойских отложений Алазань-Агричайской долины Азербайджанской Республики // Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана : материалы Международной научно-практической конференции. – Т. I. – Казахстан : Актау, 2011. – С. 138–140.

\*\*\*

S. Sh. Salakhov, PhD (Geology and Mineralogy), Ministry of Ecology and Natural Resources of Azerbaijan

#### Thermal water of the IV level of productive thickness of Bina-Hovsan Trough of Azerbaijan Republic

*On the base of investigations, farming and genesys of thermal water are very complicated. The deep faults has the main role in thermodynamic mode of oil water, including mineral, industrial and thermal water of the Apsheron peninsula. Bina-Hovsan Through of the Apsheron peninsula has long been exploited for extraction of oil and gas. Beside, thermal and industrial waters are widespread on that area. For this reason on the west edge of the Through hydrogeological investigations have been carried out. As a result of these investigations the main hydrodynamic parameters have been calculated: discharge, static and dynamic levels, piezoconductivity, conductivity factor, temperature, etc. On the base of results of hydrogeological investigations, it has been recommended to continue hydrogeological works at the IV level of the productive thickness of Bina-Hovsan Through depending on the area and depths.*

**Keywords:** level, temperature, structure, depth, perspective, dynamic level, clay, oil, 24-hour period.