

## ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ АБШЕРОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЮРОВДАГ<sup>1</sup>

Р.Ю.Алиев, Ю.М.Кондрешкин, Л.Г.Крутых, Ш.М.Ибрагимов,  
А.А.Адигезалова, Е.А.Кашкай

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

Выполнена оценка фильтрационно-емкостных свойств абшеронских отложений месторождения Кюровдаг, которая в сочетании с результатами опробования скважин позволила сделать вывод о целесообразности разворота работ по доработке этих отложений, особенно среднего абшерона.

Кюровдагское нефтяное месторождение, открытое в 1955 году, является наиболее изученным среди других нефтегазоносных структур Нижнекуринского нефтегазоносного района (НГР).

Нижнекуринский НГР в тектоническом отношении представляет собой юго-восточное окончание межгорного Куринского прогиба, погружающегося в акваторию Южного Каспия.

Характерной особенностью этого района является интенсивное его прогибание и компенсированное осадконакопление в неоген-четвертичное время. Толщина осадочного комплекса в Нижнекуринском НГР достигает 20 км, причем в наиболее погруженных зонах около 6 км приходится на плиоцен-четвертичные отложения. Здесь прослеживаются три антиклинальных пояса, к одному из которых – Падар-Нефтчала и приурочено Кюровдагское месторождение.

Тектонически оно представлено асимметричной брахиантиклиналью, вытянутой с север – северо-запада на юг – юго-восток, осложненной рядом продольных и поперечных нарушений, из которых важное значение имеет крупный продольный разлом, тянущийся в виде почти параллельных нарушений вдоль оси складки. Наиболее изученной частью структуры является ее разбуренное глубокими скважинами юго-западное крыло, которое разбито сбросами на отдельные тектонические поля: центральное, северо-западное и южное.

В геологическом строении месторождения Кюровдаг, как и всего Нижнекуринского НГР, принимают участие постплиоценовые и

плиоценовые отложения кайнозойской эры. На дневную поверхность выходят современные и древнекаспийские отложения, на наиболее повышенных частях – отложения абшеронского региояруса. Отложения продуктивной толщи (ПТ) вскрыты только глубокими скважинами.

Промышленная нефтегазоносность Кюровдагского месторождения установлена в отложениях абшеронского, акчагыльского региоярусов и в горизонтах продуктивной толщи. Во вскрытой части разреза ПТ наибольшим постоянством и высокой промышленной нефтегазоносностью характеризуется I горизонт, залегающий в самой верхней части разреза ПТ и содержащий значительную часть выявленных запасов нефти и газа (Аджалова, 1962; Гасанов, Полаудин, 1963).

Поскольку объектом нашего внимания являются отложения абшеронского региояруса, более подробно остановимся на них.

Отложения абшеронского региояруса выходят на дневную поверхность в центральной и юго-восточной частях складки. Достаточно подробно разрез региояруса освещен материалами структурно-поискового и разведочного бурения. В целом, толщины возрастают от центра к периклинали и от свода к крыльям; в среднем на северо-западной периклинали они составляют 2017 м, в центральной части – 1426 м, а на юго-восточной периклинали – 1850 м.

Абшеронский региоярус подразделяется на три части: верхний, средний и нижний подрегиоярусы.

<sup>1</sup> Публикуется по рекомендации академика М.Т.Абасова

Верхний (Ар<sub>3</sub>) изучен на естественных обнажениях и по данным образцов керна из скважин. На северо-западной периклинали кровля верхнего абшера наиболее погружена. Она залегает на глубинах от 746 м (скв.405) до 973 м (скв.51). В этой части площади верхнеабшеронский разрез начинается глинистой пачкой толщиной 80 м. Остальная часть разреза представляет собой чередование глинистых и песчаных пластов разной толщины. В средней и нижней частях разреза встречаются отложения песков толщиной до 12 м.

В центральной части складки отложения верхнего абшера частично обнажены. На погруженных крыльях глубины их залегания составляют 610 (скв. 34) – 670 м (скв.90). Толщины в районе этих скважин изменяются в пределах 670-740 м, но значительно сокращаются к своду структуры. В этой части площади в разрезе верхнего абшера выделяются три пачки песков и песчаников. Они тяготеют к верхней и средней частям разреза. Толщина верхней пачки песчаников – 30 м, средней – 15 м, нижней – 35 м. Нижняя и средняя пачки многопластовые. Песчаники характеризуются хорошо дифференцированными кривыми самопроизвольной поляризации (ПС).

На юго-востоке отложения верхнего абшера также частично размыты. В целом разрез здесь более песчаный. Верхняя и средняя части разреза характеризуются частым переслаиванием глинистых и песчаных пластов толщиной 1-10 м, а нижняя часть – преимущественно глинистая.

Средний абшерон (Ар<sub>2</sub>) распространен по всей площади. Максимальные глубины погружения отмечаются на северо-восточном крыле в районе скв. 51 (-1943 м), минимальные (менее -200 м) – на юго-востоке в районе скважин 1128, 519 и др. Максимальные толщины отмечаются на северо-западной периклинали структуры и составляют 883 м, а на юго-востоке – уменьшаются до 690 м.

Отложения среднего абшера характеризуются наибольшей песчаностью. Песчаные пласты отмечаются на разных стратиграфических уровнях, но по площади они выдержаны слабо, что объясняется их фациальной изменчивостью, которая приводит к спорадическому характеру распределения в них нефти.

Основным нефтегазоносным объектом является верхняя прикровельная пачка песча-

ников, представленная чередованием песчаников с маломощными алевролитами и глинами. Хотя эта пачка развита повсеместно, но она характеризуется литофациальной изменчивостью. Наибольшая песчаность отмечается в центральной части и северо-западной периклинали. Толщина пачки составляет 63 м и 83 м соответственно.

Первая песчаная пачка отделяется от второй глинистым разделом толщиной 60-90 м, представляющим собой чередование песчаников с мощными глинистыми пластами. В центральной части структуры и на северо-западной периклинали толщина глинистого раздела увеличивается до 130 м. Верхний песчаный пласт в этом разделе нефтенасыщен.

Ниже второй пачки залегает 300-метровая глинисто-песчаная пачка, в которой нефтегазоносность не установлена.

Третья песчаная пачка толщиной около 100 м характеризуется литофациальной изменчивостью по площади, вследствие чего нефтенасыщенные песчаники развиты на ограниченных участках площади (удельное электрическое сопротивление (УЭС) до 10 Омм).

Четвертая песчаная пачка толщиной около 90 м отделяется от третьей 30-метровым глинистым разделом. Эта пачка представлена чередованием песчаных пластов с мощными глинистыми пластами. Отмечается нефтенасыщенность этих песчаных пластов (УЭС до 15 Омм).

Нижний абшерон (Ар<sub>1</sub>) развит в пределах всей структуры. Наиболее погруженная часть горизонта отмечается на северо-восточном крыле структуры (-2527 м, скв.449), а наиболее приподнятая – на северо-востоке (-606 м, скв. 423). Толщина отложений нижнего абшера колеблется в пределах 205-764 м.

Отложения нижнего абшера представлены в основном глинистыми пластами, чередующимися в верхней части разреза маломощными пропластками песков. Нижняя часть этого объекта представлена песчано-глинистыми образованиями с преобладанием глин. Отдельные песчаные пласты характеризуются толщиной 15-18 м (УЭС – 10 Омм). Нефтеносность нижнего абшера имеет спорадический характер.

Коллекторская характеристика абшеронских отложений месторождения Кюровдаг оценивалась нами по результатам комплексирования данных ГИС в сочетании с описанием

керн, исследованиями коллекторских свойств на керне и данными испытания скважин.

Из скважин, пробуренных на месторождении Кюровдаг, отбор керн из абшеронских отложений осуществлялся в 25 скважинах, причем необходимо отметить, что отбор производился только по верхнему и среднему абшерону. Всего было выполнено определенных гранулометрического состава в количестве 10, карбонатности – 26, пористости – 48 и проницаемости – 26 (таблица 1). Кроме того, были оценены величины коэффициентов остаточной водонасыщенности способом прямого экстрагирования запарафинированных образцов керн (18 определений). Необходимо отметить, что исследования выполнены в лабораториях АзНИПИ нефти.

Для установления и обоснования кондиционных и средних значений основных параметров были изучены распределения коллекторских свойств, а также зависимости между ними. Выполнена статистическая обработка и определены такие числовые характеристики, как среднее значение параметра, размах, среднеквадратическое отклонение и коэффициенты вариации основных фильтрационно-емкостных параметров коллекторских свойств (пористость, проницаемость).

На рис.1 представлены дифференциальные кривые распределения параметров коллекторских свойств отложений абшеронского региона. Поскольку по нижнему абшерону отбора керн не производилось, на рис.1 представлены дифференциальные кривые распределения отдельно по среднему абшерону (выполнено достаточное количество определений) и в целом по абшеронскому региону.

**Пористость** (рис.1, таблица 1, 2). При проведении статистического анализа распределения пористости было использовано 48 определений в целом по абшеронскому ярусу, 16 определений по верхнему абшерону и 32 определения по среднему абшерону. Минимальное значение пористости в целом по абшерону составило 11,2 %, а максимальное – 34,1%; среднее значение пористости – 25,0%. Как видно из рис.1, кривые распределения пористости как по абшерону в целом, так и по среднему абшерону представлены симметричными кривыми с модальным интервалом 24,0 – 28,0%. Среднеквадратическое отклонение по объектам варьирует в пределах 4,76 – 6,0 и в целом по абшерону со-

ставляет 5,12. Среднеквадратическое отклонение среднего или ошибка репрезентативности в целом по абшеронскому региону составляет 0,74 при изменении по подъярусам в пределах 0,84 – 1,51. Коэффициент вариации составляет 0,20 в целом по отложениям абшерона.

Было выполнено исследование по изменению пористости с глубиной по отложениям абшеронского региона. Хотя график этот нами не представляется, однако необходимо отметить наличие высоких определений пористости в верхней части разреза. По всей вероятности, пористость в верхней части разреза увеличена за счет рыхлой упаковки нецементированных песков и алевролитов. Глинистый материал присутствует как в цементе, так и в кластической части; и благодаря АВПД большая часть образцов керн сохранила высокие фильтрационно-емкостные свойства (при пористости 24% проницаемость – около  $80 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ).

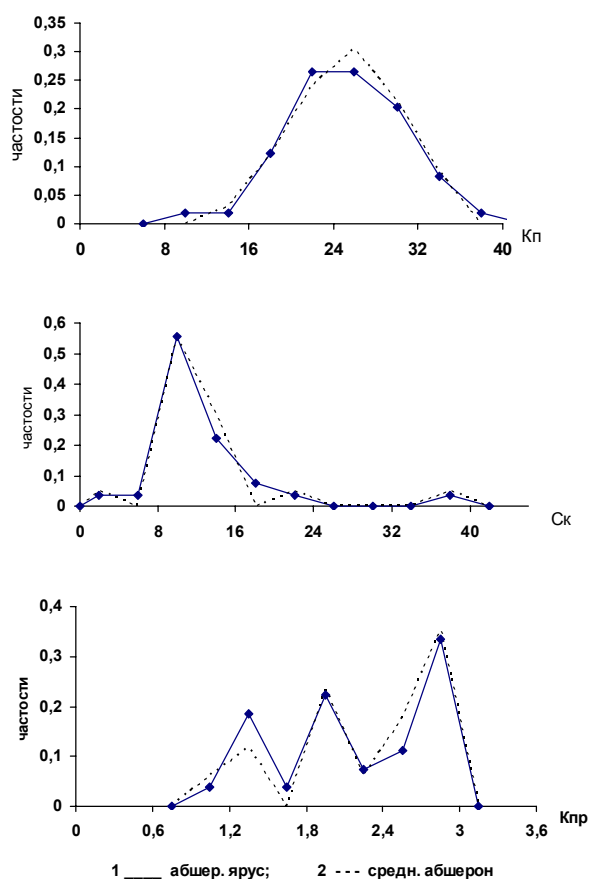


Рис. 1. Дифференциальные кривые распределения параметров коллекторских свойств по абшеронскому региону (1) и по среднему абшерону (2)

Проницаемость пород абшеронского региояруса изменяется от 15 до  $940 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  (таблица 3). Поскольку проницаемость изменяется в широких пределах, как на кривых распределения, так и на графике зависимости проницаемости представлена в логарифмическом масштабе (рис.1.2), где  $\lg K_{\text{пр}}$  — безразмерная величина, равная  $\lg K_{\text{пр}} = \lg (K_{\text{пр}}/K_0)$ . Здесь  $K_0$  — значение проницаемости пласта, равное  $1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , а  $K_{\text{пр}(x,y)}$  — проницаемость изучаемого образца.

Как видно из представленных материалов (миним.  $15 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ) и рисунка 1, распределение характеризует группу коллекторов и представлено трехмодальной кривой. По всей вероятности, по проницаемости можно выделить три группы коллекторов с модами в интервалах:  $\lg K_{\text{пр}}$  (1,2-1,5),  $\lg K_{\text{пр}}$  (1,8-2,1) и  $\lg K_{\text{пр}}$  (2,7-3,0). Среднее значение проницаемости варьирует от  $248 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  в верхнем подъярусе абшерона до  $384 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  в среднем подъярусе и в целом по абшерону составляет  $327 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Ошибка репрезентативности в целом по абшеронским отложениям составляет 45,7, а коэффициент вариации — 0,71.

Глинистость. Малочисленность выполненных анализов гранулометрического состава не позволила провести статистический анализ. Однако по имеющимся данным (таблица 1) всего было выполнено 10 анализов по среднему абшерону. Как видно из таблицы, среднее значение глинистости составляет 30,9% при вариации в пределах 3,3 — 45,7%.

Карбонатность пород абшеронского региояруса представлена 26 анализами. Как видно из таблицы 1, среднее значение карбонатности невысокое и составляет 13,0%. Минимальное значение карбонатности составляет 6,9% (1 образец), а максимальное — 20,8%.

Была изучена основная взаимосвязь между пористостью и проницаемостью (рисунок 2), которая характеризуется как прямолинейная с коэффициентом вариации 0,74 и выражается уравнением

$$\lg K_{\text{пр}} = 0,14 K_{\text{п}} - 1,36.$$

Как видно из рисунка, кондиционному значению проницаемости, равному  $1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , соответствует пористость, равная 10%.

Как оказалось, при установленных кондиционных значениях пористости и проницаемости, при незначительном содержании карбонатного цемента все имеющиеся анализы коллекторских свойств по отложениям абшеронского региояруса относятся к коллекторам.

Как отмечалось выше, строение рассмотренных горизонтов довольно сложное и изменчивое по площади. Корреляция отдельных песчаных пластов вызывает затруднение, и на отдельных участках они могут содержать изолированные залежи со своими контурами нефтеносности. Наиболее сложным из них являются отложения среднего абшерона.

Проделанная оценка фильтрационно-емкостных свойств отложений абшеронского региояруса подтверждается данными опробования и эксплуатации скважин. Так, по верхнему, среднему и нижнему абшерону было опробовано 34, 70, 8 скважин, из которых получены притоки нефти и газа в 15, 62 и 3 скважинах соответственно. Наиболее продуктивными оказались отложения среднего абшерона.

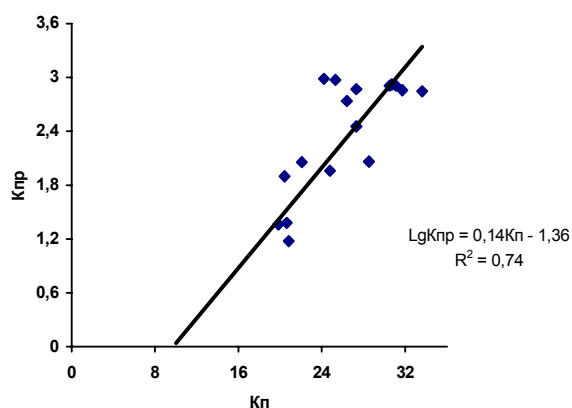


Рис. 2. График зависимости проницаемости от пористости по абшеронскому региоярусу



Таким образом, проделанная работа по оценке фильтрационно-емкостных свойств в сочетании с результатами опробования и эксплуатации скважин позволяет сделать вывод о целесообразности разворота работ по доработке абшеронских отложений месторождения Кюровдаг.

#### ЛИТЕРАТУРА

- АДЖАЛОВА, С.С. 1962. Коллекторские свойства пород верхне- и среднеплиоценовых отложений площадей Прикуринской низменности. Азернешр. Баку. 54.
- ГАСАНОВ, Р.А., ПОЛАУДИН, Г.А. 1963. Некоторые вопросы нефтегазоносности I горизонта продуктивной толщи месторождения Кюровдаг. *АНХ*, 12, 1-4.