

АКАДЕМИЯ НАУК КАЗАХСКОЙ ССР
ТРУДЫ ИНСТИТУТА ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ. ТОМ I

ГЕОЛОГИЯ,
ГИДРОГЕОЛОГИЯ
И РАЗРАБОТКА
НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ



ИЗДАТЕЛЬСТВО АКАДЕМИИ НАУК КАЗАХСКОЙ ССР
АЛМА-АТА · 1963

Э. С. ВОЦАЛЕВСКИЙ

СМЕЩЕНИЕ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮЖНОГО КРЫЛА МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОСЧАГЫЛ

Общие черты геологического строения купола Косчагыл рассматривались в ряде работ [1, 2, 4]. Однако в процессе детального изучения месторождения с целью составления проекта доразработки его были отмечены некоторые, не описанные ранее, специфические особенности. Одной из них является положение водонефтяного контакта в триасовой залежи южного крыла купола. В настоящей статье предпринимается попытка объяснить причины вертикального смещения водонефтяного контакта указанной залежи. Отличительной особенностью южного крыла залежи является наибольшее приближение к дневной поверхности всех древних отложений, слагающих его разрез. На фоне моноклиналичного погружения присводовой части крыла отмечается куполовидное поднятие, приуроченное к наибольшему подъему соляного ядра. В триасовых отложениях этого поднятия отмечены промышленные залежи нефти.

Нефтяной горизонт состоит из четырех пластов, первый из которых (по промысловой номенклатуре РТ-I) приурочен к свите зелено-серых глин и песчаников верхнего триаса; второй и третий (соответственно РТ-II и РТ-III) — к песчано-галечниковой свите верхнего триаса и четвертый пласт (РТ-IV) — к песчано-глинистой свите нижнего триаса. Общая мощность горизонта колеблется в пределах 80—90 м. В присбросовых скважинах часть мощности срезана сбросом грабена.

Все четыре пласта представлены нефтенасыщенными песками и песчаниками с прослоями глин, причем песчаники отмечаются в основном во втором пласте (В. К. Василенко и др., 1943). Наиболее выдержан по мощности IV пласт. На каротажных диаграммах он представлен массивной пикой с сопротивлением до 10 *омм*. Мощность пласта обычно колеблется в пределах 15—18 м. Исключение составляют лишь присбросовые скважины 57 и 89, в которых пласт на каротажных диаграммах представлен двурогой пикой с сопротивлением 12—13 *омм*. Мощности пласта в этих скважинах равны соответственно 23 и 20 м.

По кровле IV пласта структура рисуется в виде куполовидного поднятия, вытянутого в юго-восточном направлении. С северо-запада, севера и северо-востока она ограничена сбросом грабена. Угол падения пород в северо-восточной части структуры достигает 22° (рис. 1), в юго-западной — 11°. Нефтяная залежь приурочена к своду поднятия. Длина ее—0,45 км. Залежь разбуривали в период с 1939 по 1941 гг. При вскрытии IV пласта установили, что водонефтяной контакт по скважинам 84, 85, 53 отбивается на отметке 182,5 м, в то время как в скважинах 89 и 57

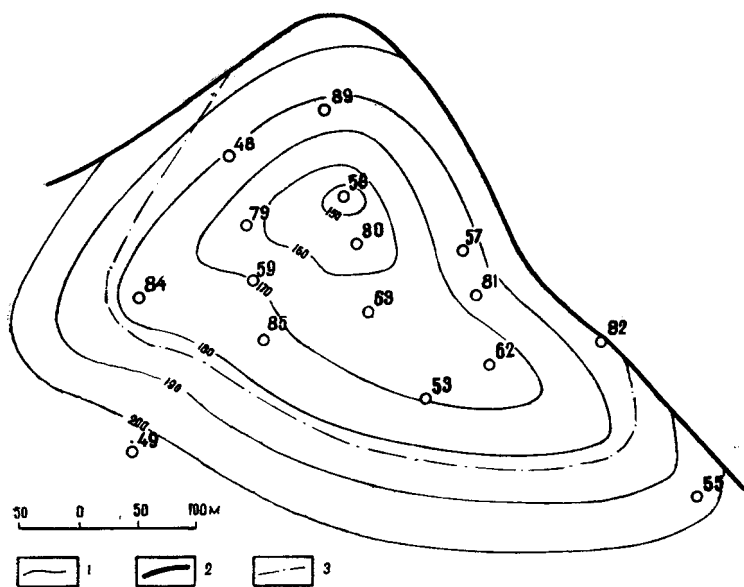


Рис. 1. Структурная карта по кровле IV пласта. 1 — изогипсы по кровле IV-го пласта; 2 — линия сброса; 3 — первоначальный контур нефтеносности.

четвертый пласт до глубины 200 м — чисто нефтяной и признаков воды в нем не отмечено (рис. 2, 3). Таким образом, в период сдачи залежи в эксплуатацию положение водонефтяного контакта в IV пласте было наклонным.

Как известно, случаи наклонного положения контакта нефть—вода нередки. Наклонное положение контакта зависит от размера и положения области питания, динамики движения подземных вод, характера проницаемости коллектора и от других факторов, причем основным фактором считается движение пластовых вод. Этот вывод следует из известной гидравлической теории формирования нефтяных месторождений, согласно которой движущаяся пластовая вода может сместить нефтяную залежь в сторону своего движения, а при известных условиях полностью вымыть нефть из ловушки и унести ее в направлении течения. По данным В. П. Савченко [6], изменение напора воды на том или ином участке, соответствующее 0,1 атм, может обусловить смещение нефтяной залежи в направлении движения воды на величину, превышающую 2 м.

Рассматривая случай положения водонефтяного контакта в триасовой залежи южного крыла месторождения Косчагыл, можно прийти к выводу, что движение пластовых вод в этом случае практически не оказывало существенного влияния на положение водонефтяного контакта, которое было отмечено в начальной стадии разработки залежи.

Говоря о движении пластовых вод, необходимо отметить следующее: приток пластовых вод происходит с северо-востока [5], а так как купол Косчагыл вытянут в северо-западном направлении и осложнен большим количеством сбросов, то он служит одним из препятствий на пути движения воды.

Кроме этого, на пути движения пластовой воды в триасовых отложениях южного крыла купола имеются два таких препятствия, как сама

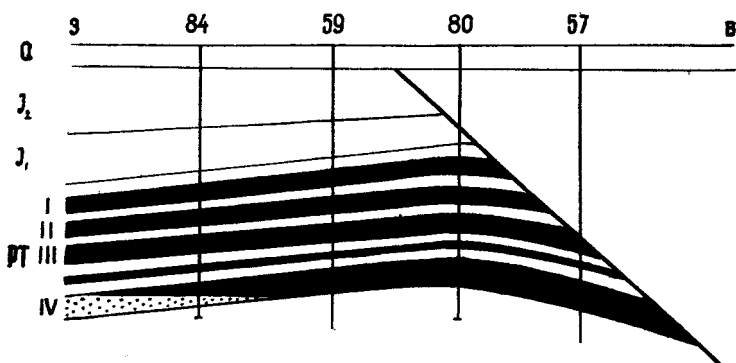


Рис. 2

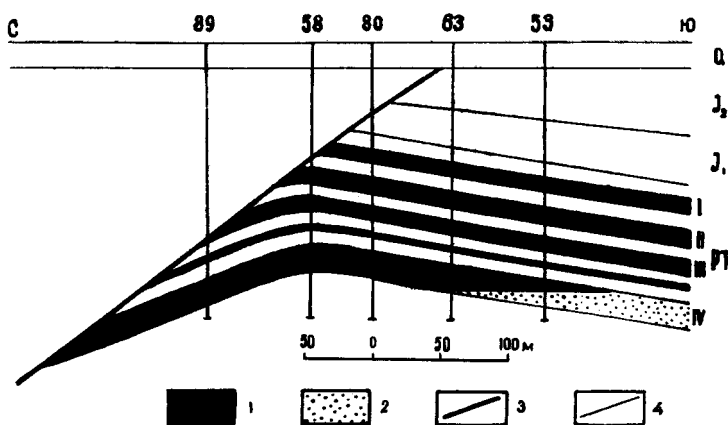


Рис. 2 и 3. Геологические профили. 1 — нефтенасыщенные пески и песчаники; 2 — водонасыщенные пески и песчаники; 3 — линия сброса; 4 — геологические границы.

залежь, закрывающая живое сечение пласта, и сброс грабена, экранирующий залежь с северо-запада, севера, северо-востока. Из этого следует, что залежь не могла быть смещена в результате движения пластовой воды, так как сброс грабена, являющийся в данном случае экраном для залежи, закрывал последний пути смещения.

Нет оснований предполагать также, что залежь не контактировала со сбросом грабена, а подпиралась пластовой водой в приконтурной и присбросовой зонах, занимая при этом сводовую часть поднятия. В этом случае залежь могла сместиться в результате движения в присбросовую зону, лишь «выжав» предварительно из этой зоны пластовую воду. Предположить, что пластовая вода была вытеснена через сброс грабена, невозможно, ибо в этом случае нефтяная залежь была бы разрушена. Другого же пути движения у воды не было.

Из вышесказанного следует, что залежь не могла сместиться в результате движения пластовых вод, и поэтому объяснить положение водонефтяного контакта, отмеченное в начальной стадии разработки залежи, с этой точки зрения невозможно.

Какие же факторы повлияли на положение водонефтяного контакта?

Известно, что по гидрохимической схеме Эмбенского артезианского

бассейна купол Косчагыл находится в зоне распространения хлоркальциевых вод, для которых характерно содержание сульфатов от следов до 0,1 г/л [5].

В то же время в триасовой залежи месторождения Косчагыл отмечена повышенная сульфатность вод. Так, анализ воды IV пласта по скважине 63 (В. Б. Торгованова, 1947) дает следующие результаты (в мг-экв на 100 г): $\text{Cl} - 205,55$, $\text{SO}_4 - 5,89$, $\text{HCO}_3 - 0,72$, $\text{Ca} - 15,93$, $\text{Mg} - 28,75$, $\text{Na} + \text{K} - 167,18$.

Известно также, что одной из причин разрушения уже сформированных залежей нефти является чисто химическое воздействие воды на нефть [3]. Сульфаты, содержащиеся в подземных водах, содействуют разрушению нефти, причем одним из продуктов распада является углекислота и сероводород.

Кроме повышенного содержания сульфатов в пластовых водах, значительный интерес представляют данные, полученные по скважине 55 (глубина 277,8 м), находящейся за контуром нефтеносности. После вскрытия интервала 220—214 м (интервал IV пласта) получен приток воды с резким запахом сероводорода. Большой удельный вес нефти (0,890) в триасовой залежи может быть также одним из доказательств ее внутрипластового окисления.

Итак, в триасовой залежи налицо имеются факты повышенной сульфатности пластовых вод, наличие сероводорода и большой удельный вес нефти, убеждающие нас в том, что в этом случае мы имеем дело с разрушающейся залежью. С этой точки зрения представляется возможным объяснить наклонное положение водонефтяного контакта в IV пласте.

Очевидно, в определенный отрезок геологического времени водонефтяной контакт находился на отметке 200 м или ниже. Под действием содержащихся в пластовых водах сульфатов на контакте нефть — вода происходило постепенное разрушение залежи и как результат реакций — образование углекислоты и сероводорода, наличие которого отмечено в скважине 55. Прислосовая часть залежи была безводной, следовательно, в ней не мог происходить процесс разрушения. Этот процесс наиболее интенсивно проявлялся в приконтурной части залежи, т. е. в зоне непосредственного контакта воды с нефтью. В связи с разрушением залежи нефти объем последней уменьшался, что, в свою очередь, вызывало перемещение водонефтяного контакта на более высокий гипсометрический уровень. Таким образом, контур нефтеносности поднялся со своей первоначальной отметки до отметки 182,5 м, на которой он и был отмечен в начальный период разработки триасовой залежи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авров П. Я., Борисов А. А. Месторождение нефти Косчагыл Эмбенского района. «Народное хозяйство», 1935, № 3.
2. Авров П. Я., Буялов Н. И. Геологическое строение Эмбенской области и ее нефтяные месторождения. ОНТИ НКТП СССР. М., 1935.
3. Брод И. О. Основы геологии нефти и газа. Изд. МГУ. М., 1953.
4. Днепров В. С. Нефтяные месторождения и разведочные площади Эмбенской нефтеносной области. М., 1959.
5. Колпаков В. Б., Жангирьянц Д. А. Некоторые гидрогеологические закономерности в Южно-Эмбенском артезианском бассейне. Труды Института нефти, т. III, 1959.
6. Савченко В. П. Смещение газовых и нефтяных залежей. «Народное хозяйство», 1952, № 12; 1953, № 1.