

Введение Основная доля месторождений, находящихся в настоящее время на балансе нефтяных компаний России и Республики Татарстан, характеризуется высокой вязкостью пластовой нефти. Это означает, что существующие традиционные методы увеличения нефтеотдачи (главным образом заводнение) не позволяют существенным образом увеличить нефтеотдачу и приводят к образованию эмульсий [1]. Одним из методов, позволяющим значительно снизить образование эмульсий в процессе вытеснения нефти, является использование сверхкритических флюидных систем. Эксперименты были проведены на экспериментальной установке, созданной авторами [2,3].

Результаты экспериментов В настоящей работе проведены исследования процесса вытеснения нефти диоксидом углерода при сверхкритических параметрах состояния и водой при давлениях от 8 до 14 МПа и температурах 40, 60 °C на модели однородного терригенного пласта проницаемостью 0,038 Дарси. В качестве модельной нефти использовалось масло индустриальное марки И-30 вязкостью 30 мПа•с. Цель исследований заключалась в следующем:

- 1) определение коэффициента вытеснения нефти вязкостью 30 мПа•с сверхкритическим диоксидом углерода, сравнение результатов с результатами предыдущих опытов с меньшим значением вязкости нефти;
- 2) определение оптимальных режимов нагнетания сверхкритического CO₂ в пласт;
- 3) сравнение эффективности вытеснения нефти с использованием традиционного метода увеличения нефтеотдачи – заводнения и разрабатываемого авторами – метода увеличения нефтеотдачи с использованием сверхкритических флюидных систем.

В соответствии с поставленными задачами были проведены три серии опытов: вначале закачивали сверхкритический диоксид углерода в модель пласта нефтенасыщенностью 100 % и определяли коэффициент вытеснения нефти. Затем коэффициент вытеснения нефти определялся при заводнении модели пласта при тех же термобарических условиях, вязкости модельной нефти и проницаемости пласта. В третьей серии опытов осуществлялось довытеснение нефти диоксидом углерода при давлениях от 8 до 14 МПа и температурах 40 и 60 °C, то есть при сверхкритических параметрах состояния. В каждой серии опытов дополнительно закачивали не менее трех поровых объемов воды. Таким образом, общее количество воды, которое было прокачено через пласт, составляло не менее 6 поровых объемов. Результаты представлены на рис. 1-3.

Как видно из рис. 1, результаты исследований на двух изотермах в значительной степени отличаются. Коэффициент вытеснения нефти (КВН) полученный на изотерме 313 К, значительно превышает таковой на изотерме 333 К. Кроме того, КВН при температуре 333 К перестает изменяться после нагнетания в пласт примерно 0,6 поровых объема (П.О.) CO₂, что, вероятнее всего, связано с ранним прорывом диоксида углерода из пласта. Измеренные значения КВН на исследуемых изобарах, хотя и отличались в два раза при изменении давления от 8 до 14 МПа, тем не менее, имели исключительно низкие значения – порядка 40-

60 мл. Вытеснение нефти практически заканчивалось, после 4 часов проведения эксперимента, после чего наблюдался выход кривой коэффициента вытеснения нефти на плато. Рис. 1 - Результаты исследований процесса вытеснения нефти сверхкритическим диоксидом углерода в интервале давлений 8-14 МПа на изотермах 313 и 333 К. Иной характер процесса вытеснения нефти наблюдается на изотерме 313 К. Основным отличием является отсутствие плато на всех исследованных изобарах. Вероятной причиной наблюдаемого явления является отсутствие прорыва сверхкритического диоксида углерода при указанных термобарических условиях. При этом, время проведения эксперимента на обеих изотермах было одинаковым в пределах погрешности эксперимента и составляло не менее 24 ч. Результаты экспериментов по вытеснению нефти водой приведены на рис. 2. Эксперименты были проведены при давлении 8 до 14 МПа и температуре 40 и 60 °С. Процесс вытеснения происходил следующим образом. Вначале объем вытесняемой нефти был примерно равен объему вытесняемой воды. Примерно после 6 часов проведения эксперимента, то есть при закачке примерно 1,5 поровых объемов воды наблюдалось значительное снижение объема вытесняемой нефти и увеличение объема вытесняемой воды. После закачки двух поровых объемов воды нефть в чистом виде практически не вытеснялась. Эксперимент заканчивали примерно через 10 часов после начала после полного обводнения модели пласта. Рис. 2 - Результаты исследований процесса вытеснения нефти водой в интервале давлений 8-14 МПа на изотермах 313 и 333 К. В ходе эксперимента было выявлено значительное увеличение КВН при температуре 60 °С по сравнению с КВН на изотерме 40 °С. Причиной этого является более значительное снижение динамической вязкости нефти при повышении температуры нагнетания воды. Был так же проведен контрольный эксперимент при температуре 25 °С на изобарах 10 и 14 МПа (на рис. не приведен). Визуальное сравнение получаемой на выходе жидкостей показало, что с понижением температуры происходит значительное увеличение образования стойких водонефтяных эмульсий. Было отмечено, что размер эмульсий углеводорода в воде значительно снижался при повышении давления, что, вероятно, связано с разбиванием крупных частиц углеводорода на мелкие. Прозрачность воды с частицами углеводорода снижалась. Однако повышение температуры до 40, а затем до 60 °С позволяло увеличить размер эмульсий, уменьшить их количество, однако, не смотря на это, при вытеснении нефти водой их доля в воде была значительна, путем осуществления специальных мероприятий по дополнительному разделению было выяснено, что объем нефти, содержащийся в воде в виде эмульсий примерно соответствовал ее объему, вытесняемому в ходе эксперимента. Процесс вытеснения нефти из обводненного пласта диоксидом углерода в сверхкритическом состоянии (рис. 4) в значительной степени отличается от процесса вытеснения нефти водой. Рис. 3 - Результаты исследований процесса довытеснения нефти сверхкритическим CO₂

при давлении и температуре Причиной этого, по мнению авторов, является следующее обстоятельство. Вода, двигаясь внутри нефтяного пласта, преимущественно фильтруется по наиболее высокопроницаемым зонам и пропласткам. При этом, вытеснение нефти сопровождается интенсивным образованием эмульсий нефти в воде на протяжении всего времени проведения опыта тем большим, чем ниже температура пласта и выше пластовое давление. На выходе из модели пласта сосуд сбора нефти заполняется жидкостью молочного цвета. На основании визуальных наблюдений установлено, что жидкость состоит из следующих компонентов: воды, незначительного количества тонкодисперсного песка и эмульсий нефти в воде, отделение которых от воды путем отстаивания не представляется возможным. Фильтрация СК CO₂, вероятнее всего, осуществляется по наименее проницаемым участкам. Авторы делают такой вывод на основании визуальных наблюдений за ходом процесса вытеснения. Вытеснение нефти из обводненного пласта происходило следующим образом. Вначале объем вытесняемой воды превышал объем вытесняемой нефти. Например, через два часа после начала эксперимента было вытеснено 160 мл жидкости – 90 мл воды и 70 мл нефти. С каждым измерением количество вытесняемой воды уменьшалось, а количество вытесняемого углеводорода увеличивалось. Наконец, через 10-12 часов после начала эксперимента начался процесс безводной нефтеотдачи. В количественном отношении объем вытесняемого углеводорода снизился, однако нефть была свободна от воды, которая вытеснялась только в виде эмульсий углеводорода в воде, числовое значение объема вытесняемой нефти оставалось практически неизменным и составляло 10-15 мл через каждые два часа измерения. В случае если бы СК CO₂ фильтровалась по каналам в пористой среде, по которым прошла вода, СК CO₂ вытеснял бы из пласта оставшиеся внутри целики нефти, покрытые водой, однако, как сказано было выше, этого не происходило. Вода, которая вытеснялась совместно с нефтью, вероятнее всего, просачивалась из областей уже обводненных в области, промытые диоксидом углерода. Этот процесс происходил по всей длине модели пласта, поэтому осуществлялась агломерация мелких капель воды в незначительное количество капель воды большого объема. На выходе из модели пласта авторы наблюдали 3-4 капли воды большого объема (рис.4), при этом применение сверхкритического флюида для вытеснения нефти не позволяло образовываться стойким водонефтяным эмульсиям, а образующиеся эмульсии воды нефти не отличались значительной стойкостью, вода из раствора удалялась отстаиванием в течение часа и после отстаивания отличалась прозрачностью и практически полным отсутствием частиц углеводорода в воде. Рис. 4 - Фотография вытесняемой жидкости после довытеснения нефти диоксидом углерода при давлении 10 МПа и температуре 60 °C после отстаивания