

Введение Изучение температурных явлений (экспериментальные термодинамические исследования явления дросселирования), связанных с фильтрацией флюида в пористых средах были начаты Б.Б. Лапуком в 30-х годах прошлого столетия. При изучении термодинамических эффектов фильтрации рассматривается система дифференциальных уравнений с частными производными с соответствующими начальными и граничными условиями, которая выводится из законов сохранения, количества движения и энергии [2, 3]. Исследования термодинамических режимов работы скважин необходимы для оценки теплофизических и фильтрационно-емкостных параметров пластов. Пластовая температура наряду с давлением определяет термодинамические процессы в пласте. В работах Э.Б. Чекалюка [4] решается линеаризованная задача неизотермической фильтрации. По стационарному распределению давления вычисляется скорость фильтрации, которая затем подставляется в уравнение энергии. На основе этого подхода был предложен метод термодинамического зондирования для оценки фильтрационных параметров пласта. При этом пренебрегаются коэффициентами теплопроводности и адиабатического расширения. Это предположение обосновывается тем, что скорость изменения давления гораздо больше скорости изменения температуры. Это действительно имеет место при фильтрации упругой жидкости в пластах с хорошими коллекторскими свойствами, но не обязательно верно при фильтрации с низкими коэффициентами подвижности.

1. Процесс тепломассопереноса в круговом нефтяном пласте, вскрытый вертикальной скважиной, описывается следующей системой уравнений: , , (1) , , (2) с начальными , , (3) и граничными условиями или , (4) или , (5) , , (6) где , - давление и температура пласте, - толщина пласта, - пластовое давление, - пластовая температура, - забойное давление, - температура на забое скважины, - зависимость вязкости от температуры, - радиус ствола скважины, - радиус контура питания, - коэффициент влияния ствола скважины, - упругоёмкость пласта, - объёмная теплоёмкость пласта, , - удельная теплоёмкость жидкости и среды соответственно, , - плотность жидкости и среды соответственно, - пористость пласта, - теплопроводность пласта, , теплопроводность жидкости и среды соответственно, - коэффициент адиабатического расширения, - коэффициент Джоуля-Томсона. Для численного решения системы (1) – (6) применяется метод конечных разностей. В первом примере предполагается, что . Приводится сравнение с аналитическим решением, полученным Э.Б. Чекалюком.

Пример 1. Рассматривается пуск вертикальной скважины с постоянным дебитом. Расчеты проводились при следующих параметрах: $\rho = 1800$ Дж/кг К, $\rho_s = 800$ Дж/кг К, $\rho_f = 800$ кг/м³, $\rho_{fs} = 2700$ кг/м³, $\alpha = 0.2$, $\beta = 0.1385$ Вт/м К, $\gamma = 2.42$ Вт/м К, $\delta = 0.014$ К/МПа, $\epsilon = 0.4$ К/МПа, $\theta = 300$ К, $\phi = 10$ МПа, $r_w = 0.1$ м, $r_p = 100$ м, $r_c = 10$ м, $\mu = 0.7$ мЗ/МПа, $\mu_s = 5$ мПа с, $\mu_f = 0.01$ мкм², $\mu_{fs} = 10^{-4}$ МПа⁻¹, $Q = 5$ мЗ/сут, $t = 100$ сут. На рис. 1 приводятся результаты сравнения изменения температуры, полученные из

решения системы уравнений (1)-(5) и по аналитической формуле, предложенной Э.Б. Чекалюком [4]. Рис. 1 - Изменение температуры на забое скважины. + решение по формуле Э.Б. Чекалюка; · - численное решение. Кривые изменения температуры практически совпадают. Такое совпадение получено при условии, что на скважине мгновенно устанавливается дебит, т.е. не учитывается влияние ствола скважины, а также, . Температурное поле, связанное с дроссельным эффектом, при постоянном отборе совпадает с таким же полем для несжимаемой жидкости. Результаты расчетов с учетом влияния ствола скважины приведены на рис.2. При пуске скважины в начальный момент жидкость отбирается в основном из затрубного пространства и через некоторое время в работу включается пласт, что сказывается на изменениях температуры на забое скважины. Это особенно сильно влияет на изменения забойной температуры для малодебитных скважин. Результаты расчетов показывают, что при вариации коэффициентов теплоемкости и теплопроводности на 25% изменение температуры на забое скважины составляет около 5%. Коэффициент адиабатического расширения влияет только на начальный участок кривой. Наибольшее влияние на изменение кривой температуры имеют коэффициенты Джоуля – Томсона и проницаемости. Коэффициент адиабатического расширения практически не влияет на кривую изменения температуры. Рис. 2 - Изменение температуры на забое скважины (учитываются все эффекты). Численное решение с учетом (·) и без учета (+) влияния ствола скважины.

2. Естественное температурное поле вокруг действующей скважины бывает нарушено за счет теплообмена движущегося в ней потока жидкости с окружающей средой. После остановки скважины начинается процесс восстановления давления температуры. Он зависит от многих факторов, прежде всего от предыстории эксплуатации скважины. При постановке обратной задачи об интерпретации кривой восстановления температуры необходимо знать распределение температуры в пласте перед остановкой скважины. Поэтому в данной работе рассматривается задача интерпретации результатов термогидродинамических исследований после пуска скважины. В этом случае формирование происходит на фоне независящего от времени первоначального распределения параметров. Для этого продолжительность простоя скважины должно быть больше, чем продолжительность цикла измерений. Обратная задача определения коэффициентов объемной теплоемкости пласта, теплопроводности пласта, Джоуля-Томсона и проводимости сводится к минимизации функционала [1, 5]:

$$J = \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{2} \left(T_i - T_{\text{расч}} \right)^2 + \frac{\lambda}{2} \left(\frac{\partial T}{\partial r} \right)^2 \right)$$

где T_i - наблюдаемые значения температуры, $T_{\text{расч}}$ - вычисленные значения температуры на забое скважины, λ - коэффициент регуляризации. Итерационная последовательность для минимизации функционала-невязки (7) строится на основе метода Левенберга-Марквардта. Значения переменных минимизации на j -ой итерации вычисляются по формуле:

$$X_{j+1} = X_j - (J'' + \lambda I)^{-1} J'$$

где J'' - приближенная матрица вторых производных, I - матрица чувствительности, λ - параметр регуляризации, J' - градиент функционала-

невязки. Критериями остановки итерационного процесса служит выполнение хотя бы одного из неравенств: , . Модельные кривые изменения температуры, приведенные в примере 1, используются в качестве исходной информации при решении обратной задачи. Для исследования устойчивости в модельную кривую изменения температуры вводили случайным образом погрешности. Результаты интерпретации возмущенной кривой приведены на рис. 3. Из результатов видно, что предложенный алгоритм устойчив относительно погрешности входной информации. Рис. 3 - · - возмущенная кривая, $\frac{3}{4}$ - вычисленная кривая температуры. Предложенный метод интерпретации результатов термогидродинамических исследований вертикальных скважин позволяет оценивать фильтрационные и теплофизические параметры нефтяного пласта.

3. Тепловые методы воздействия на пласт для увеличения нефтеотдачи, помимо методов заводнения, рассматриваются как единственная реализуемая на промышленном уровне альтернатива. Нагревание ствола скважины и призабойной зоны пласта применяется для уменьшения вязкости нефти и облегчения процесса ее извлечения, а также для расплавления и удаления парафиносмолистых отложений. В этом пункте предложена математическая модель процесса прогрева призабойной зоны скважины. Исследуется скорость распространения теплового фронта в призабойной зоне в зависимости от мощности нагревателя и проницаемости пласта. Показано, что применение скважинного нагревателя при разработке высоковязких нефтей приводит к увеличению производительности скважины.

Пример 2: Рассматривается пуск вертикальной скважины с постоянным забойным давлением при постоянном прогреве призабойной зоны. Предполагается, что вязкость зависит от температуры. Расчеты проводились при следующих параметрах: $\rho = 1800 \text{ Дж/кг K}$, $\rho_s = 800 \text{ Дж/кг K}$, $\rho_f = 996 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{fs} = 2700 \text{ кг/м}^3$, $\mu = 0.2$, $\lambda = 0.1385 \text{ Вт/м K}$, $\lambda_s = 2.42 \text{ Вт/м K}$, $\lambda_f = 0.014 \text{ К/МПа}$, $\lambda_{fs} = 0.4 \text{ К/МПа}$, $T_0 = 293 \text{ K}$, $T_1 = 320 \text{ K}$, $p_0 = 10 \text{ МПа}$, $p_1 = 6 \text{ МПа}$, $r_0 = 0.1 \text{ м}$, $r_1 = 200 \text{ м}$, $r_2 = 10 \text{ м}$, $r_3 = 0.1 \text{ мкм}^2$, $\alpha = 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$. Экспериментальная зависимость вязкости от температуры приведена в табл.1. Результаты расчетов приведены на рис. 4 – 5.

Таблица 1 - Экспериментальная зависимость вязкости от температуры T , К , мПахс

293	340	303	210	323	120	343	80
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----

Рис. 4 - Распределение температуры и давления в пласте. $T = 340 \text{ K}$ Рис. 5 - Изменение дебита скважины по времени. · – температура прогрева 320 K , ■ – температура прогрева 340 K На рис. 4 приводятся распределения температуры и давления в пласте на момент времени $T = 360 \text{ сут}$. Распределение давления в полулогарифмических координатах имеет нелинейный характер. Радиус прогретой зоны около 10 м . Изменение дебита скважины по времени в зависимости от температуры нагревателя приводится на рис. 5. Для данного примера, после 30 сут прогрева наблюдается рост дебита скважины. Вывод Построена математическая модель для описания термодинамических процессов в нефтяном пласте с учетом влияния ствола скважины. Разработан метод интерпретации результатов

термогидродинамических исследований вертикальных скважин на основе методов регуляризации. Предложена математическая модель процесса прогрева призабойной зоны скважины. Показано, что применение скважинного нагревателя при разработке высоковязких нефтей приводит к увеличению производительности скважины.