ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ разработки продуктивного пласта месторождения вытеснением нефти водой, включающий закачку в нагнетательные скважины водного раствора гелеобразуещего полисахарида, в качестве которого используют геллан, продуцируемый Sphingomonas elodea, обеспечивающий в пласте за счет гелеобразования закупоривание (блокирование) высокопроницаемых зон пласта и вовлечения в разработку низкопроницаемых зон, ***отличающийся*** тем, что закачку в нагнетательные скважины водного раствора геллана реализуют применительно к условиям слоистой проницаемостной неоднородности продуктивного пласта с пластовой температурой до 90°С и минерализацией пластовых вод предпочтительно 30 - 100 г/л на стадии, когда по наиболее проницаемым продуктивным пропласткам прошел опережающий фронт вытеснения нефти водой.

2. Способ разработки продуктивного пласта по п. 1, ***отличающийся*** тем, что гель водного раствора геллана получают приготовлением на воде с минерализацией предпочтительно до 2 г/л, как обеспечивающей 100 %-ное гелеобразование.

3. Способ разработки продуктивного пласта по п. 1, ***отличающийся*** тем, что оптимальная величина концентрации геллана в водном растворе, закачиваемого в нагнетательные скважины для закупорки (блокирования) интервалов продуктивного пласта с повышенными коллекторскими свойствами, по результатам лабораторных исследований рекомендована в пределах 0,05 – 1,5 %, с учетом минерализации пластовой воды и в зависимости от средней проницаемости интервала продуктивного пласта, подлежащего закупорке (блокированию) ($k_{пр\ ср\ 1}$), ***уточняют*** по результатам фильтрационных исследований на керновом материале, графически отображенных в виде функциональной зависимости $C_{гелл}=f(k_{пр})$ на фиг. 1.

4. Способ разработки продуктивного пласта по п. 1, ***отличающийся*** тем, что объем водного раствора геллана оптимальной концентрации, приготовленного на воде с минерализацией предпочтительно до 2 г/л, и закачиваемый в нагнетательные скважины для закупорки (блокирования) интервалов продуктивного пласта с повышенными коллекторскими свойствами, определяют из выражения (4)

$$\Sigma Q_{вv\ блок\ 1} = m_{пор\ 1}\Sigma h_{блок\ 1}\ \pi d^2_{буф\ 1}/4, \quad м^3,$$

где $m_{пор\ 1}$-коэффициент пористости интервалов продуктивного пласта нагнетательные скважины с повышенными коллекторскими свойствами, принимают по исходным данным или по результатам геофизических или другого вида исследований;

$\Sigma h_{блок\ 1}$-суммарная мощность интервалов продуктивного пласта с повышенными коллекторскими свойствами, по которым происходит опережающее продвижение вытесняющего рабочего агента, подлежащая закупорке (блокированию) водным раствором геллана, принимают по исходным данным или определяют по результатам геофизических или другого вида исследований;

$d_{буф\ 1\ опт}$-оптимальный диаметр призабойной зоны нагнетательной скважины, обеспечивающий надежное закупоривание (блокирование) закачиваемым водным раствором геллана интервала продуктивного пласта с повышенными коллекторскими свойствами, рекомендован в пределах $d_{буф}$=3 - 15 м, ***уточняют*** в зависимости от средней проницаемости интервала продуктивного пласта с повышенными коллекторскими свойствами, подлежащего закупорке (блокированию) ($k_{пр\ ср\ 1}$) по результатам фильтрационных исследований на керновом материале и на основании гидродинамических расчетов, графически отображенных в виде функциональной зависимости $d_{буф}=f(k_{пр})$ на кривой фиг.2.

5. Способ разработки продуктивного пласта по п. 1, ***отличающийся*** тем, что расход геллана для приготовления геля на воде с предпочтительной минерализацией до 2 г/л определяют из выражения (5)

$$\Sigma G_{\text{гелл 1}} = C_{\text{гелл 1 опт}} \Sigma Q_{\text{bv блок 1}} /100, \qquad \text{т},$$

где $C_{\text{гелл 1 опт}}$-оптимальная концентрация геллана в водном растворе, % масс., определяют из функциональной зависимости $C_{\text{гелл}}=f(k_{\text{пр}})$, графически отображенной на фиг.1.

6. Способ разработки продуктивного пласта по п. 1, ***отличающийся*** тем, что в случае, если подвижность системы вытеснения нефти водой (соотношение вязкостей нефти и воды в пластовых условиях) соответствует условию (2)

$$\bar{\mu}_{\text{пл}}(\ \bar{\mu}_{\text{пл}} = \mu_{\text{н пл}}/\mu_{\text{в пл}})>15,$$

то для обеспечения подвижности этой системы в рекомендуемых пределах по условию (1)

$$7 \leq \ \bar{\mu}(\ \bar{\mu} = \mu_{\text{н пл}}/\mu_{\text{в пл}}) \leq 15,$$

процесс вытеснения нефти рабочим агентом сопровождают последующей закачкой в продуктивный пласт оторочки оптимальной вязкости, в виде воды, загущенной различного типа полимерами, например, типа ПАА, или водогазовой системы (ВГС), в требуемом объеме.

7. Способ разработки продуктивного пласта по п. 1, ***отличающийся*** тем, что оптимальную величину вязкости оторочки загущенной воды или водогазовой системы (ВГС) ($\mu_{\text{в загущ пл опт}}$ или $\mu_{\text{ВГС пл опт}}$) как обеспечивающей максимальный объем нефти $\Sigma Q_{\text{нg max}}$, вытесненный из эксплуатационного объекта этой оторочкой, с предварительно заблокированным водным раствором геллана интервала продуктивного пласта с повышенными коллекторскими свойствами, с последующим проталкиванием этой оторочки обычной водой, ***определяют*** путем построения кривой функциональной зависимости различных величин вязкости оторочки ($\mu_{\text{в пл 1}}$, $\mu_{\text{в загущ пл 2}}$, $\mu_{\text{в загущ пл 3}}$, … $\mu_{\text{в загущ пл n}}$) от соответствующих объемов нефти, вытесненных из этого продуктивного пласта за весь срок его разработки ($\Sigma Q_{\text{нg 1-ф (проект)}}$, $\Sigma Q_{\text{нg 2}}$, $\Sigma Q_{\text{нg 3}}$, …, $\Sigma Q_{\text{нg n}}$), т.е. из кривой функциональной зависимости [$\mu_{\text{в пл}}$, ($\mu_{\text{в загущ пл n}}$ или $\mu_{\text{ВГС пл n}}$)]=$f\Sigma Q_{\text{нg n}}$, построенной по данным, внесенных в форму табл. 2, подобно представленной в графическом отображении на фиг. 3.

8. Способ разработки продуктивного пласта по п. 1, ***отличающийся*** тем, что объеме закачиваемой в продуктивный пласт оторочки оптимальной вязкости воды, загущенной полимером, или водогазовой системы (ВГС) определяют из выражения (8)

$$\Sigma Q_{\text{bv отрч}} = \text{к}_{\text{отрч}}(\Sigma Q_{\text{нg факт}} + \Sigma Q_{\text{нg max}})/\rho_{\text{н}}, \text{м}^3,$$

где $\text{к}_{\text{отрч}}$-доля объема оторочки загущенной воды от порового объема пласта, охваченного воздействием, принимают по имеющимся рекомендациям $\text{к}_{\text{отрч}}$=0,15 – 0,25, с *уточнением* в зависимости от плотности сетки скважин (табл. 3);

$\rho_{\text{н}}$-плотность нефти в ст. условиях, т/м^3, принимают по фактическим данным или определяют по результатам лабораторных исследований;

$\Sigma Q_{\text{нg max}}$-расчетный максимальный суммарный объем нефти, т, извлекаемый за весь срок разработки продуктивного пласта, охваченного воздействием по предложенному изобретению;

$\Sigma Q_{\text{нg факт}}$-объем нефти, фактически извлеченный из интервалов продуктивного пласта с повышенными коллекторскими свойствами до реализации предлагаемого изобретения, т, принимают по исходным данным (весь объем извлеченной нефти до реализации предлагаемого изобретения с приближением относим к объему, извлеченному из высокопроницаемых пропластков).

9. Способ разработки продуктивного пласта по п. 1, ***отличающийся*** тем, что расход загустителя, например, ПАА, в объеме загущенной воды, определяют из выражения (9)

$$\Sigma G_{\text{загуст}} = C_{\text{загуст}} \Sigma Q_{\text{вg отрч}}/100, \qquad \text{тонн},$$

где $\Sigma Q_{\text{вg отрч}}$-объем оторочки загущенной воды, тонн, необходимый для закачки в продуктивный пласта для реализации предлагаемого изобретения, для несжимаемой жидкости допускают $\Sigma Q_{\text{вg отрч}}=\Sigma Q_{\text{bv отрч}}$; $\Sigma Q_{\text{bv отрч}}$ определяют выше из выражения (8);

$C_{загуст}$-массовая концентрация в воде загустителя, например, полиакриламида (ПАА), % масс., обеспечивающая оптимальную вязкость загущенной воды $\mu_{в\ загущ\ пл\ опт}$, определяют по функциональной зависимости вязкости загущенной воды $\mu_{в\ загущ\ пл}$ от концентрация загустителя $C_{загуст}$, определяют по результатам лабораторных исследований путем построения функциональной зависимости $\mu_{в\ загущ\ пл}=f C_{загуст}$, подобно отображенной на фиг.4.

10. Способ разработки продуктивного пласта по п. 1, ***отличающийся*** тем, что длительность закачки оторочки загущенной воды или водогазовой системы (ВГС) в продуктивный пласт определяют из выражения (10)

$$\sum T_{годы} = \frac{\Sigma Q_{вv\ отрч}}{365 \sum Q_{вv\ закач}}, \quad год,$$

где $\sum Q_{вv\ закач}$-суточный суммарный объема закачки в продуктивный пласт обычной воды в режиме компенсации отбора, м^3/сут, принимают по расчету или по исходным данным;

365-количество дней в году.

11. Способ разработки продуктивного пласта по п. 1, ***отличающийся*** тем, что при проведении в добывающей скважине ремонтно-изоляционных работ по ограничению водопритока буферный объем водного раствора геллана оптимальной концентрации, приготовленный на воде с минерализацией предпочтительно до 2 г/л и закачиваемый в добывающие скважины для ограничения водопритока, определяют из выражения (11)

$$\Sigma Q_{вv\ блок\ 2} = m_{пор\ 2} \Sigma h_{блок\ 2} \pi d^2_{буф\ 2\ опт}/4, \quad м^3,$$

где $m_{пор\ 2}$-коэффициент пористости пласта добывающей скважины, доли ед., принимают по исходным данным или по результатам геофизических или другого вида исследований;

$\Sigma h_{блок\ 2}$-суммарная мощность пропластков-источников водопритока в интервале перфорации продуктивного пласта добывающей скважины, подлежащей ремонтно-изоляционным работам, м, определяется по результатам геофизических исследований;

$d_{буф\ 2\ опт}$-оптимальный диаметр буферной призабойной зоны, охватываемый закачиваемым объемом водного раствора геллана, м, рекомендован в пределах $d_{буф}$=3 - 15 м, , ***уточняют*** в зависимости от средней проницаемости интервала пропластков-источников водопритока, подлежащих закупорке (блокированию) ($k_{пр\ ср\ 2}$) по результатам фильтрационных исследований на керновом материале и на основании гидродинамических расчетов, графически отображенных в виде функциональной зависимости $d_{буф}=f(k_{пр})$ на фиг. 2.

12. Способ разработки продуктивного пласта по п. 1, ***отличающийся*** тем, что расход геллана в общем объеме воды, закачиваемой для ограничения водопритока в добывающую скважину, подлежащую ремонтно-изоляционным работам, определяют из выражения (5)

$$\Sigma G_{гелл\ 2} = C_{гелл\ 2\ опт} \Sigma Q_{вv\ блок\ 2}/100, \quad т,$$

где $C_{гелл\ 2\ опт}$-оптимальная концентрация геллана в водном растворе, % масс., определяют из функциональной зависимости $C_{гелл}=f(k_{пр})$, графически отображенной на фиг. 1.

$\Sigma Q_{вv\ блок\ 2}$- объем водного раствора геллана, приготовленного на воде с предпочтительной минерализацией до 2 г/дм^3, закачиваемый в добывающие скважины для блокирования (***ограничения)*** водопритока, определяют из выражения (11).

13. Способ по п. 1, ***отличающийся*** тем, что после закачки в нагнетательную или добывающую скважину водного раствора геллана, закачку оторочки рабочего агента в нагнетательную скважину или извлечение нефти из добывающей скважины осуществляют после выдержки в течение 1 – 10 суток для завершения процесса гелеобразования в продуктивном пласте, с учетом возможного уточнения по результатам лабораторных исследований.

14. Способ по п. 1, ***отличающийся*** тем, что предусматривают периодическое воссоздание водного раствора геллана, закачанного в *нагнетательных* и *добывающих* скважины, примерно 3 раза в год, с возможным уточнением по результатам геофизических или дру-

гого вида исследований (расходометрии, дебитометрии, термометрии и др.), в связи со способностью гелеобразной системы в условиях заводнения пласта разрушаться в пористой среде.

15. Способ по п. 1, ***отличающийся*** тем, что закачку в нагнетательные и добывающие скважины выше указанных рабочих агента различного назначения осуществляют под давлением на 10 % ниже ожидаемого давления гидроразрыва пласта (ГРП), в целях предотвращения неуправляемого образования в продуктивном пласте трещин с отрицательными последствиями.