

УДК 622.276.64

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ПОТОКИ ПЛАСТА Ю₁²⁺³ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х»

Серебрянников Александр Александрович¹,
serebriannikov.alexandr@yandex.ru

Зятиков Павел Николаевич¹,
zpavel@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследования заключается в поиске методов увеличения нефтеотдачи, направленных на повышение степени охвата нефтяных пластов, разрабатываемых методом заводнения, что позволит продолжить эксплуатацию месторождений с высокой выработкой запасов на последних стадиях разработки. Вовлечение в разработку сложнолокализованных недренируемых запасов за счет закачки полимерных составов позволит продлить жизненный цикл истощенных месторождений и повысить конечный коэффициент нефтеизвлечения.

Цель: изучение процесса воздействия закачки полимерных составов на изменение фильтрационных потоков нефтяного пласта с целью повышения конечного коэффициента нефтеизвлечения.

Объекты: песчаные пласты горизонта Ю₁ Васюганской свиты, которые отличаются своей неоднородностью, неувязанностью по мощности, различной проницаемостью по разрезу.

Методы: анализ выработки запасов нефти по характеристикам вытеснения, а также аналитическим зависимостям; анализ текущего состояния разработки; оценка эффективности сформированной системы заводнения; аналитические расчеты с использованием уравнения фильтрации; лабораторные исследования на фильтрационной модели; аналитическая оценка результатов апробации выбранных составов на участке месторождения «Х».

Результаты. Обобщены результаты экспериментальных исследований влияния добавления в состав закачиваемой в пласт жидкости полимерных реагентов на изменение коллекторских свойств продуктивного пласта. Представлены результаты лабораторных исследований по определению технологий и составов для реализации программы закачки полимеров в пласт Ю₁²⁺³ месторождения «Х». Специально для проведения исследований в лабораторных условиях была создана фильтрационная модель реального пласта из образцов керна рассматриваемого месторождения, условия фильтрации жидкости через керновую колонку максимально приближены к пластовым. Представлены результаты опытно-промышленных работ по применению технологии закачки полимерных составов в пласт Ю₁²⁺³ месторождения «Х». Проведен анализ эффективности проведенных работ, составлены рекомендации по дальнейшему использованию технологии закачки полимерных составов в продуктивный пласт.

Ключевые слова:

Полимерное заводнение, методы увеличения нефтеотдачи, фильтрационные потоки, полимеры, дренирование запасов.

Введение

В настоящее время большое значение имеют исследования, которые направлены на повышение эффективности традиционного заводнения продуктивных пластов. Несмотря на все преимущества данного способа разработки нефтегазовых залежей, в среднем более половины геологических запасов углеводородов не удается извлечь из недр, так как они остаются не вовлеченными в разработку из-за неравномерного характера выработки запасов по разрезу и площади пласта. Также стоит отметить, что большинство месторождений нефти и газа в России находятся на третьей и четвертой стадиях разработки, которые характеризуются снижением уровней добычи углеводородов, высокой обводненностью и постепенным сокращением действующего фонда скважин. Рост обводненности на добывающих скважинах может быть связан как непосредственно с процессом выработки запасов углеводородов, так и с различными негативными факторами: образование внутри- и заколонных перетоков из-за разрушения цементного кольца по стволу скважины, появление конусов заводнения и промытых высокопроницаемых каналов фильтрации, способствующих прорыву фронта воды к забоям до-

бывающих скважин, рост трещин авто-ГРП в результате работы нагнетательных скважин при высоких забойных давлениях [1].

Одним из методов предотвращения преждевременного обводнения добывающих скважин является закачка в продуктивный пласт модифицированных сшитых полимерных систем (МСПС). Принцип действия МСПС заключается в выравнивании фронта воды от нагнетательных скважин в результате коагуляции порового пространства коллектора во время обработки скважин при возникновении химических реакций [2]. Образующиеся в процессе обработки осадки и гели способствуют перераспределению потоков нагнетаемого флюида внутри пласта и формированию новых фильтрационных каналов, что позволяет увеличить коэффициент охвата пласта воздействием заводнения. Закачка МСПС в продуктивный пласт является разновидностью полимерного заводнения, суть которого заключается в добавлении в воду высокомолекулярных химических реагентов – полимеров, имеющих способность значительно увеличивать вязкость закачиваемой воды и уменьшать подвижность. Полимерное заводнение относится к третичным методам увеличения нефтеотдачи (МУН) [3, 4].

Перспективы использования технологий МУН на месторождении «Х»

Месторождение «Х» открыто в 1985 г., введено в разработку в 1998 г. На месторождении разрабатывается один эксплуатационный объект разработки Ю₁²⁺³, состоящий из двух продуктивных пластов: низкопроницаемого Ю₁² и неоднородного Ю₁³. Пласты разрабатываются единой сеткой наклонно-направленных скважин с гидроразрывом пласта (ГРП) и объединены в один объект разработки, несмотря на значительные различия фильтрационно-емкостных свойств и добычных возможностей пластов, в связи с экономической нецелесообразностью разработки пласта Ю₁² отдельной сеткой скважин.

Разработка эксплуатационного объекта Ю₁²⁺³ характеризуется падающими уровнями добычи нефти и преждевременным обводнением действующего фонда скважин, который не способен выработать утвержденные запасы углеводородов. Недостижение утвержденных извлекаемых запасов прогнозируется по всем частям месторождения, но наиболее проблемные – Север и Юг. Отличительной особенностью Северной части месторождения является наличие в разрезе пласта Ю₁³ высокопроницаемой пачки Ю₁^{3А}, которая на данный момент практически полностью выработана и промыта, в совокупности с низкопроницаемой пачкой Ю₁^{3Б}, которая почти не вовлечена в разработку. Вследствие этого нагнетаемая по скважинам системы ППД жидкость фильтруется по промытой высокопроницаемой части пласта к забоям добывающих скважин, а основные извлекаемые запасы нефти остаются нетронутыми в сложнолокализованных низкопроницаемых зонах.

Южная часть месторождения характеризуется более однородными по проницаемости коллекторами, но здесь наблюдается другая проблема: вдоль рядов нагнетательных скважин выявлено повсеместное смыкание трещин ГРП в единый канал фильтрации. Появившиеся вдоль рядов нагнетательных скважин «галереи» заводнения способствовали образованию слабодренлируемых зон между скважинами добывающих рядов (рис. 1).

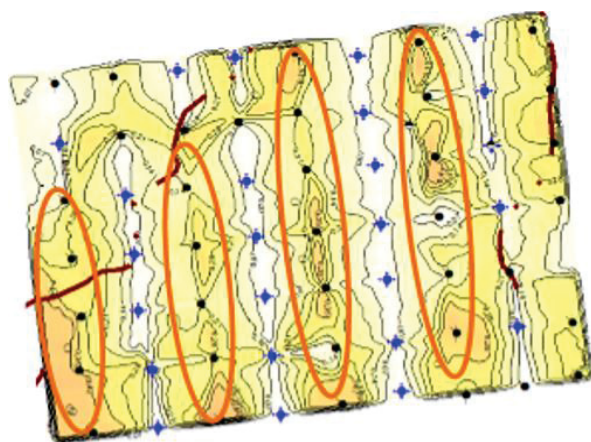


Рис. 1. Карта остаточных запасов нефти на 01.01.2035 г. при работе базового фонда скважин (источник: ПО «РН-КИН»)

Fig. 1. Map of residual oil reserves as of 01.01.2035 during the operation of the basic well stock (source: RN-KIN)

Так как при вводе в эксплуатацию на всех скважинах в качестве способа заканчивания применялась технология гидроразрыва пласта и не было учтено направление регионального стресса в продуктивном пласте, при формировании рядов нагнетательных скважин возникла система трещин, направленных вдоль регионального стресса, так как в зонах бурения новых скважин при выполнении ГРП трещины распространяются в направлении максимальных горизонтальных напряжений в случае отсутствия значительного изменения полей давления и температуры [5]. Данное предположение было подтверждено трассерными исследованиями, согласно которым фильтрация происходит вдоль рядов нагнетательных скважин – вынос меченого агента, закачиваемого в нагнетательные скважины, в соседних добывающих скважинах замечен в гораздо меньшей степени. При разработке низкопроницаемых коллекторов для поддержания пластового давления и компенсации отборов жидкости необходимо осуществлять закачку жидкости под высокими давлениями, поэтому развитие и рост системы трещин ГРП сдерживать достаточно сложно. Результатом такого развития становится формирование слабодренлируемых зон в пределах продуктивного пласта из-за его неблагоприятного охвата воздействием заводнения [6, 7].

Уравнения фильтрации, используемые при описании полимерного воздействия на пласт

С целью изоляции промытых высокопроницаемых каналов фильтрации и вовлечения в разработку сложнолокализованных низкопроницаемых зон продуктивного пласта Ю₁²⁺³ было принято решение произвести оценку эффективности внедрения технологий МУН на основе добавления в состав закачиваемой жидкости различных полимерных добавок.

Полимерные добавки в раствор закачиваемой в продуктивный пласт жидкости добавляют в качестве средства выравнивания неоднородной структуры пористой среды за счет снижения отношения подвижности закачиваемой жидкости и пластовой нефти [8]. Повышение охвата пласта воздействием заводнения при применении полимерных составов происходит за счет способности полимеров при растворении в воде значительно повышать ее вязкость и снижать подвижность, что позволяет предотвратить опережающее продвижение фронта нагнетания [9, 10].

В качестве полимера с высокой молекулярной массой, водный раствор которого закачивается в виде оторочки в пласт с целью осуществления полимерного воздействия, широкое применение получил гидролизированный полиакриламид (ПАА). Подвижность воды в несколько раз больше подвижности полиакриламида, поэтому при закачке водного раствора ПАА в продуктивный пласт происходит увеличение охвата пласта воздействием заводнения и, соответственно, растет конечная нефтеотдача.

Под подвижностью понимается отношение эффективной проницаемости к вязкости [11]. Формула расчета подвижности следующая:

$$\lambda = \frac{k}{\mu},$$

где μ – вязкость; k – предельное значение относительной проницаемости.

Также при рассмотрении вопроса эффективности полимерного заводнения стоит затронуть такой параметр, как коэффициент подвижности [12], рассчитываемый по следующей формуле:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o} = \frac{k_w * \mu_o}{k_o * \mu_w},$$

где λ_o – подвижность нефти, мкм²/мПа*с; λ_w – подвижность воды, мкм²/мПа*с; k_o – относительная проницаемость по нефти, мкм²; k_w – относительная проницаемость по воде, мкм²; μ_o – вязкость нефтяной фазы, мПа*с; μ_w – вязкость водной фазы, мПа*с.

Значения коэффициента, стремящиеся к единице, считаются благоприятными. Значения $M > 1$ считаются неблагоприятными.

Попытки моделирования процесса полимерного заводнения известны с 60-х гг. прошлого века [13]. С тех пор исследователи достигли значительного прогресса в моделировании воздействия полимеров на пласт и научились учитывать эффекты адсорбции, химической деструкции полимеров, проявление полимерами неньютоновских свойств, влияние рабочей температуры и даже образование языков обводнения [14, 15]. В работе [16] предлагается модель полимерного заводнения, записанная в двумерной постановке для фильтрации в пласте небольшой ширины с незначительной изменчивостью свойств вдоль вертикальной оси. Тогда уравнения модели полимерного заводнения выглядят следующим образом [16]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \frac{S_w}{B_w} \right] + \nabla \left(\frac{\vec{v}_w}{B_w} \right) + q_w \delta_{well} &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \frac{S_o}{B_o} \right] + \nabla \left(\frac{\vec{v}_o}{B_o} \right) + q_o \delta_{well} &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \left(\frac{R_s S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \right) \right] + \nabla \left(\frac{R_s \vec{v}_o}{B_o} + \frac{\vec{v}_g}{B_g} \right) + q_g \delta_{well} &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \left(\frac{S_w C_p}{B_w} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial t} [(1 - \varphi) \rho_r C_a] + \nabla \left(\frac{\vec{v}_w C_p}{B_w} \right) + q_w C_p \delta_{well} &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \left(\frac{S_w C_s}{B_w} \right) \right] + \nabla \left(\frac{\vec{v}_w C_s}{B_w} \right) + q_w C_s \delta_{well} &= 0, \\ S_w + S_o + S_g &= 1, \end{aligned}$$

где t – время, с; φ – пористость породы, д. ед.; S_o , S_w , S_g – нефте-, водо- и газонасыщенность, д. ед.; B_o , B_w , B_g – объемные коэффициенты нефти, воды и свободного газа, д. ед.; \vec{v}_o , \vec{v}_w , \vec{v}_g – скорости фильтрации нефти, воды и свободного газа, м/с; q_o , q_w , q_g – объем флюида в единицу времени для нефти, воды и свободного газа, м³/сут; R_s – коэффициент растворимости газа в нефти, м³/г; p_b – давление насыщения нефти, Па; C_p – масса растворенного в единице объема воды полимера, кг; C_s – масса растворенной в единице объема

воды соли, кг; C_a – масса полимера, адсорбированного на поверхности единицы массы породы, кг; ρ_r – плотность породы, кг/м³; δ_{well} – дельта-функция Дирака, локализованная в точке расположения скважины, 1/м³.

В пористой среде скорости движения флюидов задаются линейным законом Дарси [16]:

$$\begin{aligned} \vec{v}_w &= - \frac{k k_{rw}}{\mu_{w eff} R} \nabla p, \\ \vec{v}_o &= - \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \nabla p, \\ \vec{v}_g &= - \frac{k k_{rg}}{\mu_g} \nabla p. \end{aligned}$$

Для добывающих скважин будут справедливы уравнения [16]:

$$\begin{aligned} q_w &= \frac{2\pi k h}{\ln \left(\frac{r_{eq}}{r_w} \right)} \frac{k_{rw}}{\mu_{w eff} B_w R} (p - p_{bh}), \\ q_o &= \frac{2\pi k h}{\ln \left(\frac{r_{eq}}{r_w} \right)} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} (p - p_{bh}), \\ q_g &= \frac{2\pi k h}{\ln \left(\frac{r_{eq}}{r_w} \right)} \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{R_s k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) (p - p_{bh}). \end{aligned}$$

Для нагнетательных скважин применяется следующее уравнение [16]:

$$q_w = \frac{2\pi k h}{\ln \left(\frac{r_{eq}}{r_w} \right)} \left(\frac{k_{rw}}{\mu_{w eff} B_w R} + \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{R_s k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) (p - p_{bh}),$$

где R – коэффициент сопротивления, отражающий эффект снижения фазовой проницаемости воды в результате адсорбции молекул полимера на поверхности породы, определяющийся следующей зависимостью:

$$R = 1 + (R_{res} - 1) \frac{C_a}{C_{a max}},$$

где R_{res} – коэффициент остаточного сопротивления, д. ед.; $C_{a max}$ – максимальное значение изотермы адсорбции.

Лабораторные исследования на фильтрационной модели продуктивного пласта Ю₁²⁺³

Для изучения воздействия на пласт Ю₁²⁺³ технологий МУН на основе полимеров были проведены исследования на фильтрационной установке с целью изучения влияния полимерных составов на коллекторские свойства продуктивного пласта [17]. Фильтрационные исследования проводились на специальных установках, которые позволяют воссоздать пластовые условия фильтрации жидкости через керновую колонку в лабораторных условиях. Исследования проводились в соответствии с отраслевыми стандартами [18, 19]. Технологическая схема установки подразумевала наличие нескольких контейнеров, которые позволяют испытывать различные жидкости. Установка способна создавать горное давление до 70 МПа, поровое давление до 50 МПа, поддерживать

температуру до 150 °С, скорость прокачки можно задавать в интервале от 0,01 до 25 см³/мин, точность определения проницаемости составляет 0,5–1,0 % от измеряемой величины. Для фильтрационных исследований была использована колонка из трех образцов породы ненарушенной структуры с диаметром 30 мм, в обязательном порядке до начала экспериментов были определены геометрические размеры образцов керн, их поровый объем, коэффициенты открытой пористости и проницаемости по газу.

Суть исследования заключалась в сравнении градиентов давления и коэффициента вытеснения нефти водой до и после обработки полимерными составами, и последующей оценке фактора остаточного и максимального сопротивления (отношение градиента давления после закачки полимера к градиенту давления до закачки) [20].

На рис. 2 представлены сводные результаты фильтрационных исследований на низкопроницаемой колонке.

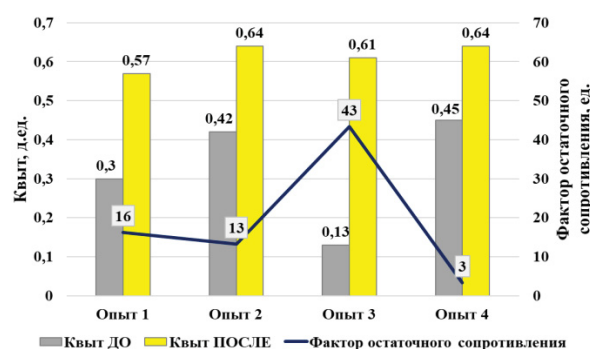


Рис. 2. Сводные результаты фильтрационных исследований на низкопроницаемой колонке

Fig. 2. Summary results of filtration studies on a low-permeability column

Опыт № 1. Были подготовлены две колонки: высокопроницаемая (общая проницаемость 321,3 мД) и низкопроницаемая (общая проницаемость 32,7 мД), соотношение проницаемостей Кпр1/Кпр2 составило 9,8. Обе колонки состояли из трех единичных образцов. Закачка полимерного состава осуществлялась в два этапа: первая оторочка состояла из водного раствора ПАА «Праестол-2540» 0,05 % масс, вторая оторочка – из водного раствора сшивателя «АМГ-1» 0,005 % масс и бентонитового глино порошка 6 % масс. В результате эксперимента Квыт высокопроницаемой колонки после обработки полимерным составом практически не изменился, в то время как Квыт низкопроницаемой колонки после обработки увеличился с 0,30 до 0,57 д. ед. Фактор остаточного сопротивления составил 16,3 ед.

Опыт № 2. Условия аналогичны предыдущему опыту, соотношение проницаемостей двух колонок Кпр1/Кпр2 составило 10,1. В данном опыте закачка полимерного состава осуществлялась также в два этапа: первая оторочка – водный раствор ПАА «Праестол-2530» 0,05 % масс, вторая оторочка – водный раствор сшивателя «АМГ-1» 0,005 % масс и бентонитового глино порошка 6 % масс. Квыт высоко-

проницаемой колонки, как и в первом случае, практически не изменился, Квыт низкопроницаемой колонки увеличился с 0,42 до 0,64 д. ед. Фактор остаточного сопротивления составил 13,3 ед.

Опыт № 3. Условия аналогичны предыдущим опытам, соотношение проницаемостей двух колонок Кпр1/Кпр2 составило 10,0. Состав закачиваемой смеси в третьем опыте представлял собой водный раствор ПАА «HI-VIS-360» концентрацией 1200 мг/л с добавлением сшивателя «Water-Cut 684» в соотношении 1:20. В результате Квыт высокопроницаемой колонки не изменился, Квыт низкопроницаемой колонки увеличился с 0,13 до 0,61 д. ед. Фактор остаточного сопротивления составил 43,4 ед.

Опыт № 4. Идентичен Опыту № 3 за одним изменением: в качестве сшивающего агента использовался сшиватель «Tiorgo 677 N» на основе солей алюминия в соотношении 1:20. Замена сшивающего агента способствовала изменению градиента давления в ходе выполнения эксперимента, в результате чего Квыт высокопроницаемой колонки после прокачки образца керн полимерным составом не изменился, Квыт низкопроницаемой колонки увеличился с 0,45 до 0,64 д. ед. Фактор остаточного сопротивления составил 3,3 ед.

Результаты внедрения технологии полимерного воздействия на продуктивный пласт Ю₁²⁺³

На момент выполнения фильтрационного моделирования полимерного воздействия на пласт Ю₁²⁺³ на Северной и Центральной частях месторождения уже было выполнено 47 операций по закачке полимерных составов в пласт Ю₁²⁺³ на нагнетательных скважинах. С целью опробования технологий МУН на данном этапе работ были использованы технологии сшитых полимерных составов (СПС), модифицированных сшитых полимерных составов с закачкой предоторочки вязкоупругого состава малых объемов для изоляции каналов максимальной проницаемости, полимер-глинисто-кварцевые системы (ПГКС) и термогелеобразующие системы типа РВ-ЗП-1. Также были опробованы составы МСПС с добавкой дисперсной среды (бентонитовый порошок). Обработки выполнялись на четырех участках воздействия с повторной обработкой. Суммарная дополнительная добыча нефти за счет проведения 47 операций на Северной и Центральной частях месторождения составила 74,9 тыс. т, средний удельный технологический эффект – 1,6 тыс. т/скв.-опер.

После проведения фильтрационных исследований полимерное воздействие на пласт Ю₁²⁺³ выполнялось с учетом результатов экспериментов, согласно которым в приведенных геологических условиях наибольшей эффективностью обладают технологии полимерного воздействия на основе ПАА «HI-VIS 360» с хромовым сшивателем, ПАА «Праестол 2540» и ПАА «Праестол 2530» с глино порошком и кварцевым песком. С тех пор на Южной части месторождения в период с 2015 по 2022 гг. было выполнено 54 операции по закачке полимерных составов в пласт Ю₁²⁺³ на нагнетательных скважинах, удельная эффективность обработок составила 0,3 тыс. т на одну скв.-опер. (таблица).

Оценка дополнительной добычи нефти по результатам промышленных испытаний по закачке полимерных составов на участках пласта Ю₁²⁺³ осуществлялась в модуле «МУН» программного комплекса «РН-КИН».

На рис. 3 представлена схема проведения закачки полимерных составов в пласт Ю₁²⁺³. В качестве агентов воздействия использовались технологии шитых полимерных составов и модифицированных шитых полимерных составов с закачкой предоторочки вязкоупругого состава малых объемов для изоляции каналов максимальной проницаемости. Состав оторочки представлял собой в основном смесь ПАА «АН-913» или «Праестол 2540Н» и сшивателя ацетата хрома в различных концентрациях.

Наблюдаемая на месторождении «Х» тенденция снижения эффективности полимерного воздействия на продуктивный пласт соответствует опыту применения на большинстве месторождений Западной Сибири. Снижение удельных показателей физико-химического воздействия при повторных обработках объясняется вовлечением в разработку малоподвижных и трудноизвлекаемых запасов.

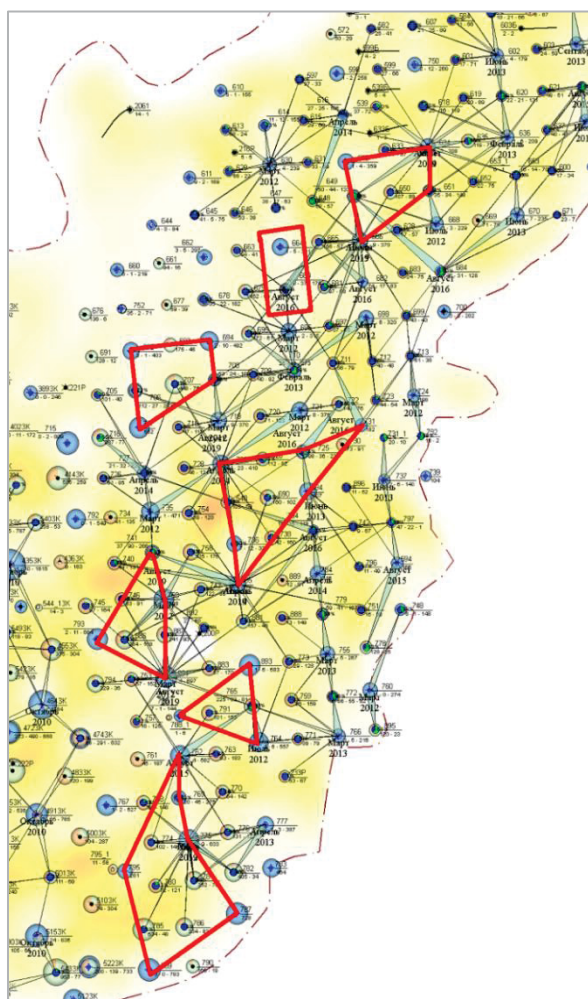


Рис. 3. Схема проведения закачки полимерных составов в пласт Ю₁²⁺³ (источник: ПО «РН-КИН»)

Fig. 3. Scheme for injection of polymer compositions into the Yu₁²⁺³ formation (source: RN-KIN)

На поздних стадиях, когда ресурсы подвижных запасов исчерпаны, требуются меры по увеличению эффективности применяемых технологий: увеличение объема закачки (оторочки); повышение фактора остаточного сопротивления (за счет изменения концентрации или типа применяемых реагентов); применение комплексных технологий, сочетающих закачку «мягких» и «жестких» составов для адресного формирования изолирующих оторочек в промытых зонах пласта.

Таблица. Сводные результаты выполненных обработок
Table. Summary results of the performed treatments

№ участка Region no.	Количество обработанных нагнетательных скважин, ед. Number of treated injection wells, units	Дополнительная добыча нефти, тыс. т Additional oil production, thousand tons	Удельная эффективность обработок, тыс. т/скв.-опер. Specific efficiency of treatments, thousand tons/operations
1	3	1,7	0,6
2	5	0,5	0,1
3	2	0,1	0,1
4	5	1,2	0,2
5	6	1,5	0,3
6	3	4,9	1,6
7	4	0,4	0,1
8	4	0,2	0,1
9	6	0,6	0,1
10	4	1,7	0,4
11	4	-0,1	—
12	6	1,0	0,2
13	1	0,1	0,1
14	1	0,1	0,1
Сумма Total	54	13,9	0,3

Заключение

Представлены результаты внедрения в состав закачиваемой в пласт жидкости полимерных реагентов и проведенных экспериментальных исследований влияния закачки полимерных составов на изменение коллекторских свойств продуктивного пласта Ю₁²⁺³ нефтяного месторождения «Х».

1. Разработка эксплуатационного объекта Ю₁²⁺³ характеризуется падающими уровнями добычи нефти и преждевременным обводнением действующего фонда скважин, который не способен выработать утвержденные запасы углеводородов. Северная часть месторождения характеризуется наличием в разрезе пласта Ю₁³ высокопроницаемой пачки Ю₁^{3А}, которая на данный момент практически полностью выработана и промыта, в совокупности с низкопроницаемой пачкой Ю₁^{3Б}, которая почти не вовлечена в разработку. Южная часть месторождения характеризуется смыканием трещин ГРП в единый канал фильтрации вдоль рядов нагнетательных скважин, в результате чего создавшиеся «галереи» заводнения способствовали образованию слабодренруемых зон между скважинами добывающих рядов.
2. В связи с неравномерным характером выработки запасов по площади и разрезу продуктивного пла-

ста Ю₁²⁺³ было принято решение рассмотреть возможность внедрения технологии полимерного воздействия на пласт с целью выравнивания фронта нагнетаемой в пласт воды, изоляции высокопроницаемых каналов фильтрации и вовлечения в разработку запасов нефти сложнолокализованных низкопроницаемых зон.

3. Выполнено фильтрационное моделирование воздействия полимерных составов на образцы керна продуктивного пласта Ю₁²⁺³, согласно которым в приведенных геологических условиях наибольшей эффективностью обладают технологии полимерного воздействия на основе ПАА «HI-VIS 360» с хромовым сшивателем, ПАА «Праестол 2540» и ПАА «Праестол 2530» с глинопорошком и кварцевым песком.
4. Представлены и проанализированы результаты промышленных испытаний технологии полимерного воздействия на пласт. На этапе опробования технологий полимерного воздействия были использованы технологии сшитых полимерных составов, модифицированных сшитых полимерных составов с закачкой предоторочки вязкоупругого

состава малых объемов для изоляции каналов максимальной проницаемости, полимер-глинисто-кварцевые системы и термогелеобразующие системы типа РВ-ЗП-1. Также были опробованы составы МСПС с добавкой дисперсной среды (бентонитовый порошок). После проведения лабораторных исследований на образцах керна в качестве агентов воздействия стали применяться технологии СПС и МСПС, состав оторочки которых представлял собой в основном смесь ПАА «AN-913» или «Праестол 2540Н» и сшивателя ацетата хрома в различных концентрациях.

5. Наблюдаемая на месторождении «Х» тенденция постепенного снижения эффективности полимерного воздействия на продуктивный пласт соответствует опыту применения на большинстве месторождений Западной Сибири. Снижение удельных показателей физико-химического воздействия при повторных обработках объясняется вовлечением в разработку малоподвижных и трудноизвлекаемых запасов. Требуется меры по увеличению эффективности применяемых технологий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Емельянов Э.В., Земцов Ю.В., Дубровин А.В. Опыт применения потокоотклоняющих технологий в условиях резкой неоднородности продуктивных горизонтов Усть-Тегусского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 11. – С. 76–82.
2. Ишков А.А., Мазитов Р.Ф., Хорюшин В.Ю. Применение потокоотклоняющих технологий в условиях низкопроницаемых коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 1. – С. 59–66.
3. Сургучев М.И. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
4. Лэйк Л. Основы методов увеличения нефтеотдачи. – Остин: Университет Техас-Остин, 2005. – 449 с.
5. Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Хайдар А.М. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 34–38.
6. Longuemare P., Detienne J.-L., Lemonnier P. Numerical modeling of fracture propagation induced by water injection/re-injection // SPE European Formation Damage Conference. – The Hague, Netherlands, 2001. – SPE 68974.
7. Hustedt B., Zwarts D., Bjoerndal H.P. Induced fracturing in reservoir simulations: application of a new coupled simulator to waterflooding field examples // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Texas, USA, 2006. – SPE 102467.
8. Thomas A. Essentials of polymer flooding technique. – New York: John Wiley & Sons Ltd, 2019. – 328 p.
9. Alvarado V., Manrique E. Enhanced oil recovery: an update review // Energies. – 2010. – V. 3. – P. 1529–1575.
10. Zaitoun A., Makakou P., Blin N. Shear stability of EOR polymers // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – The Woodlands, Texas, 2012. – SPE 141113.
11. Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – Пермь: Изд-во Перм. Нац. Исслед. Политехн. Ун-та, 2013. – 177 с.
12. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. – М.: Недра, 1974. – 191 с.
13. Chang H.L. Polymer flooding technology - yesterday, today, and tomorrow // Journal of Petroleum Technology. – 1978. – V. 30. – № 8. – P. 1113–1128.
14. Bondor P. Mathematical simulation of polymer flooding in complex reservoirs // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1972. – V. 12. – № 5. – P. 369–382.
15. Luo H. Modeling and upscaling unstable water and polymer floods: dynamic characterization of the effective finger zone // SPE Improved Oil Recovery Conference. – Tulsa, Oklahoma, 2016. – P. 779–794.
16. Киреев Т.Ф. Математическое моделирование фильтрационных течений в подземных пластах с использованием неструктурированной сетки Вороного: дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Уфа, 2020. – 115 с.
17. Фильтрационные исследования потокоотклоняющих технологий на моделях терригенных пластов нефтяных месторождений Томской области / О.В. Гаврилюк, О.В. Глазков, И.А. Кузнецов, А.А. Терентьев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 44–47.
18. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: Типография Миннефтепрома, 1989. – 37 с.
19. РД-39-4470061-007-07. Технологический регламент по повышению нефтеотдачи пластов полимерно-коллоидным раствором. – Нижневартовск: АО «Самотлорнефтегаз», 2007. – 29 с.
20. Сенетов А.А. Экспериментальное изучение вытеснения остаточной нефти растворами ПАВ и комплексными растворами // Аллея науки – 2018. – Т. 5. – № 4. – С. 509–513.

Поступила 19.09.2022 г.

Прошла рецензирование 11.10.2022 г.

Информация об авторах

Серебрянников А.А., аспирант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Зятиков П.Н., доктор технических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.276.64

STUDYING THE EFFECT OF POLYMER COMPOSITIONS ON THE FILTRATION FLOWS OF THE Y_{u1}^{2+3} FORMATION OF THE OIL FIELD «X»

Alexander A. Serebryannikov¹,
serebriannikov.alexandr@yandex.ru

Pavel N. Zyatikov¹,
zpavel@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research consists in search for methods for increasing oil recovery aimed at growing the coverage of oil reservoirs developed by flooding, which will allow continuing the operation of fields with high depletion of reserves at the last stages of development. Involvement in the development of complexly localized non-drainable reserves due to the injection of polymer compositions will extend the life cycle of depleted fields and increase the final oil recovery factor.

Purpose: to study the impact of injection of polymer compositions on the change in the filtration flows of an oil reservoir in order to increase the final oil recovery factor.

Objects: sand layers of the Y_{u1} horizon of the Vasyugan suite, distinguished by their heterogeneity, inconsistency in thickness, and different permeability along the section.

Methods: analysis of the recovery of oil reserves in terms of displacement characteristics, as well as analytical dependencies; analysis of the current state of development; assessment of the effectiveness of the formed waterflooding system; analytical calculations using the filtration equation; laboratory studies on a filtration model; analytical evaluation of the results of testing the selected compositions at the oil field «X».

Results. The article summarizes the results of experimental studies of the effect of adding polymeric reagents to the composition of the fluid injected into the formation on changing the reservoir properties of the productive formation. The paper introduces the results of laboratory studies to determine the technologies and compositions for the implementation of the program for the injection of polymers into the Y_{u1}^{2+3} formation of the oil field «X». The filtration model of a real reservoir was created from core samples of the field under consideration especially for the research in laboratory conditions; the conditions for fluid filtration through the core column are as close as possible to reservoir ones. The paper introduces the results of pilot work on application of the technology of injection of polymer compositions into the Y_{u1}^{2+3} reservoir of the oil field «X». The authors carried out the analysis of the effectiveness of the work, made the recommendations for further use of the technology of injection of polymer compositions into the reservoir.

Key words:

Polymer flooding, enhanced oil recovery methods, filtration flows, polymers, reservoir drainage.

REFERENCES

- Emelyanov E.V., Zemtsov Yu.V., Dubrovin A.V. Experience of flow-diverting technologies application under conditions of sharp heterogeneity of productive horizons of Ust-tegussky field. *Oil-field Engineering*, 2019, no. 11, pp. 76–82. In Rus.
- Ishkov A.A., Mazitov R.F., Khoryushin V.Yu. Application of flow diverting technologies under conditions of low-permeable collectors. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2020, no. 1, pp. 59–66. In Rus.
- Surguchev M.L. *Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* [Secondary and tertiary methods for enhanced oil recovery]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 308 p.
- Lake. L. *Osnovy metodov uvelicheniya nefteotdachi* [Fundamentals of enhanced oil recovery methods]. Austin, University of Texas-Austin, 2005. 449 p.
- Latypov I.D., Borisov G.A., Khaidar A.M. Reorientation refracturing on RN-Yuganskneftegaz LLC oilfields. *Oil Industry*, 2011, no. 6, pp. 34–38. In Rus.
- Longuemare P., Detienne J-L., Lemonnier P. Numerical modeling of fracture propagation induced by water injection/re-injection. *SPE European Formation Damage Conference*. The Hague, Netherlands, 2001. SPE 68974.
- Hustedt B., Zwarts D., Bjoerndal H.P. Induced fracturing in reservoir simulations: application of a new coupled simulator to water-flooding field examples. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Texas, USA, 2006. SPE 102467.
- Thomas A. *Essentials of polymer flooding technique*. New York, John Wiley & Sons Ltd., 2019. 328 p.
- Alvarado V., Manrique E. Enhanced oil recovery: an update review. *Energies*, 2010, vol. 3, pp. 1529–1575.
- Zaitoun A., Makakou P., Blin N. Shear stability of EOR polymers. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. The Woodlands, Texas, 2012. SPE 141113.
- Yushkov I.R., Khizhnyak G.P., Ilyushin P.U. *Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Development and operation of oil and gas fields]. Perm, Perm National Research Polytechnic University Publ. House, 2013. 177 p.
- Craig F.F. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy pri zavodnenii* [Development of oil fields during flooding]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 191 p.
- Chang H.L. Polymer flooding technology – yesterday, today, and tomorrow. *Journal of Petroleum Technology*, 1978, vol. 30, no. 8, pp. 1113–1128.
- Bondor P. Mathematical simulation of polymer flooding in complex reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1972, vol. 12, no. 5, pp. 369–382.
- Luo H. Modeling and upscaling unstable water and polymer floods: dynamic characterization of the effective finger zone. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, Oklahoma, 2016. pp. 779–794.
- Kireev T.F. *Matematicheskoe modelirovanie filtratsionnykh techeniy v podzemnykh plastakh s ispolzovaniem nestrukturirovannoy setki Voronogo*. Diss. Kand. nauk [Mathematical modeling of filtration flows in underground formations using an unstructured Voronoi grid. Cand. Diss.]. Ufa, 2020. 115 p.
- Gavriluk O.V., Glazkov O.V., Kuznetsov I.A., Terentiev A.A. Water shut-off laboratory comparative tests for terrigenous reservoir of Tomsk region. *Oil Industry*, 2012, no. 11, pp. 44–47. In Rus.
- OST 39-235-89. *Neft. Metod opredeleniya fazovykh pronitsaemostey v laboratornykh usloviyakh pri sovmestnoy statsionarnoy*

- filtratsii* [State Standard 39-235-89. Oil. Method for determining phase permeabilities in laboratory conditions with joint stationary filtration]. Moscow, Minnefteprom Printing house, 1989. 37 p.
19. RD-39-4470061-007-07. *Tekhnologicheskiiy reglament po povysheniyu nefteotdachi plastov polimerno-kolloidnym rastvorom* [Working Documentation 39-4470061-007-07. Technological regulations on increasing oil recovery by polymer-colloidal solution]. Nizhnevartovsk, AO «Samotlorneftegaz» Publ., 2007. 29 p.
20. Sentemov A.A. Eksperimentalnoe izuchenie vytesneniya ostatnoy nefli rastvorami PAV i kompleksnymi rastvorami [Experimental study of displacement of residual oil by surfactant solutions and complex solutions]. *Alleya nauki*, 2018, no. 4, pp. 509–513.

Received: 19 September 2022.

Reviewed: 11 October 2022.

Information about the authors

Alexander A. Serebryannikov, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Pavel N. Zyatikov, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.