

УДК 622.24

Т. В. Мельникова

**Волгоградский государственный технический университет
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Волгограде**

АНАЛИЗ СЛОЖНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ПРИМЕРЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Проведен анализ состояния призабойной зоны пласта как сложной технической системы, изучены ее элементы и функции, выявлена взаимосвязь между ними и многофакторное влияние системы на безопасность, как при строительстве, так и при эксплуатации скважин. Функционирование системы проанализировано с точки зрения приема, передачи и преобразования информации между ее подсистемами. Выявлено, что первостепенным направлением дальнейших исследований станет разработка методов и средств управления системой при проектировании скважин.

Ключевые слова: сложная техническая система, элементы, анализ, функционирование, управление, безопасность, проектирование скважин.

Введение

Поиск методов и средств управления сложной технической системой (СТС) на примере призабойной зоны пласта (ПЗП) является одним из основных направлений по созданию управляемого вскрытия продуктивных пластов, строительства и эксплуатации скважин [1, 2]. Особую значимость данное направление приобретает при строительстве разветвленно-горизонтальных и многозабойных нефтегазодобывающих скважин большой протяженности: нагнетательных, бурящихся с целью поддержания пластового давления (ППД); водозаборных, бурящихся для нужд артезианского и технического водоснабжения, когда в условиях фильтрации формируется зона кольматации (проникновения бурового раствора и его фильтрата) или при специальном гидродинамическом воздействии, когда глинистая корка отсутствует и формируется кольматационный экран. В этой связи проектирование скважин в осложненных горно-геологических условиях, регулирование величины репрессии на пласт становятся невозможными без контроля и управления физическими, физико-химическими, термобарическими и прочими процессами, протекающими в СТС.

Целью работы является изучение СТС на примере ПЗП. Для ее реализации сформулированы и решены следующие основные **задачи**:

- 1) изучены элементы и функции СТС, выявлена взаимосвязь между ними и многофакторное влияние на безопасность как при строительстве, так и при эксплуатации скважин;
- 2) функционирование системы проанализировано с точки зрения приема, передачи и преобразования информации между ее подсистемами;
- 3) определено направление дальнейших исследований в области управления СТС.

Объектом для исследования выступила СТС.

Предметом исследования являются: физические, физико-химические, термобарические, механические и динамические процессы в СТС.

Методы исследования основаны на анализе и обобщении экспериментальных и теоретических данных по рассматриваемой проблеме, результатов собственных исследований, использовании методов математического моделирования и др.

Большой вклад в решение данной проблемы внесли известные ученые и исследователи: В. С. Алексеев, Д. Амикс, А. Н. Ананьев, Ю. Г. Жадан, М. Г. Журба, Л. Х. Ибрагимов, В. В. Крецул, В. И. Крылов, И. Т. Мищенко, М. Х. Мусабинов, Л. И. Орлов, З. А. Хабибуллин, Н. И. Хисамутдинов, Н. И. Юркив и др.

Ввиду индивидуальной специфики СТС ряд теоретических положений требует дополнительного развития и адаптации для решения задач повышения уровня надежности и безопасности как при строительстве, так и при эксплуатации скважин.

Решение рассматриваемой проблемы должно основываться на разработке научно-методологической концепции обеспечения уровня экологической безопасности при разработке и эксплуатации СТС, в детальном изучении:

свойств каждой из сложных технических подсистем — пористой среды, углеводородной и неуглеводородной сред;

механизма их взаимодействия с пористой средой;

взаимодействия между закачиваемыми реагентами с твердой поверхностью пористой среды и флюидами пласта;

и анализ:

физических, физико-химических и термобарических процессов, протекающих в СТС;

причин нарушения ее непрерывной работы;

влияния технологических жидкостей на состояние СТС;

корректировке условий ее безопасной работы и др. [1—3].

1. Анализ ПЗП как СТС: изучение ее элементов и функций

Под СТС будем понимать совокупность множества функционально взаимосвязанных между собой элементов подсистем: пористой среды, углеводородных (нефть и газ) и неуглеводородных (артезианской, технической и пластовой вод) флюидов [2], реализующих в системе определенный закон взаимодействия и обеспечивающих надежность и безопасность при ее функционировании (рис. 1).

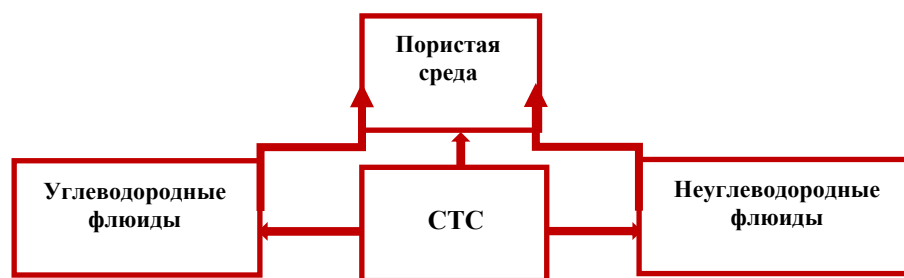


Рис. 1. Элементы СТС

Как видно из рис. 1, сложность технической системы определяется прежде всего структурой, которая характеризуется определенным количеством взаимосвязанных между собой элементов и различными видами взаимодействия

между ними. Каждый элемент подсистемы имеет несколько взаимодействий, что позволяет отнести данные системы к категории *сложных*. При этом сложность *технической системы* возрастает как с ростом числа ее элементов, так и с увеличением числа взаимодействий между ними. Проведем анализ элементов (подсистем) СТС, рассмотрим возникающие взаимодействия.

Пористая среда представляет собой множество твердых частиц, тесно прилегающих друг к другу, сцементированных или несцементированных, пространство между которыми заполнено пластовыми *флюидами*. При этом поровое пространство терригенных пород имеет сложную нерегулярную систему сообщающихся или изолированных межзеренных пустот с размерами пор, составляющих единицы или десятки мкм, а в карбонатных породах, представленных известняками и доломитами, система пор более неоднородна, кроме того, гораздо более развита система вторичных пустот — трещин, вызванных тектоническими напряжениями, а также каналов и каверн, возникших благодаря растворению скелета породы, сопровождающегося протеканием химической реакции [4—7].

Для терригенных пород-коллекторов, сложенных сцементированными песчаниками и алевролитами, а также их смесями с глинами и аргиллитами, фильтрационные свойства изменяются в достаточно широком диапазоне: проницаемость колеблется в пределах от 3...5 до 0,0001...0,001 мкм², а пористость — от 12...14 до 25...26 %, для карбонатных пород, состоящих из известняков и доломитов, представляющих собой перекристаллизованные породы (матрицы), характерна низкая полезная емкость и плохие фильтрационные свойства: пористость 8...15 %, проницаемость 0,0001...0,001 мкм² [8].

Макроскопическое фильтрационное течение пластовых флюидов проявляется как совокупность множества отдельных микродвижений в неупорядоченной подсистеме поровых каналов [9]. С возрастанием числа таких микродвижений начинают проявляться статистические закономерности, характерные для движения в целом, но не для одного или нескольких поровых каналов, что позволяет в качестве исходного допущения теории фильтрации также, как и в гидродинамике, принять, что пористая среда и насыщающие ее флюиды образуют сплошную среду и заполняют любой выделенный элементарный объем непрерывно. При этом основными характеристиками пористой среды являются — давление (P), плотность (ρ), скорость (v) в каждой точке пространства, они определяются осреднением по некоторой области, содержащей эту точку.

Проведенные исследования показали, что к основным характеристикам пористой среды, определяющим ее фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) относят: коэффициент проницаемости ($K_{пр}$), коэффициент пористости (K_n), удельную поверхность порового пространства ($S_{пор}$) и др. показатели.

Основным законом, описывающим движение флюида через пористую среду, является линейный закон фильтрации Дарси:

$$Q = \frac{KF\Delta\rho}{\mu L}, \quad (1)$$

согласно которому величину фильтрации можно контролировать, изменяя:

проницаемость пористой среды;
вязкость фильтрующейся жидкости;
давление.

Пластовая вода в коллекторе находится в пленочном, капиллярном, удерживаемом состояниях, субкапиллярные поры могут быть целиком заполнены водой в кольцевых менисках, образующихся в узких местах контакта зерен, в тупиковых порах, и влияет на нефтеизвлечение не только сложным химическим составом, но и величиной рН. Величину рН формируют поверхность пористой среды, соли, присутствующие в пластовой воде, и температура [10].

Как показал анализ СТС, все ее элементы являются сложными подсистемами, в большей части несмешиваемыми, например, в СТС нефтегазодобывающих скважин это природный газ и пластовая вода, нефть и пластовая вода. Взаимодействие происходит как между элементами подсистемы, так и с пористой средой, а при закачке химических реагентов еще и между закачиваемыми веществами, вследствие чего происходят такие процессы как адсорбция, десорбция, экстракция, образование мицелл, комплексных соединений и др.

Следствием взаимодействия вод с пористой средой и закачиваемыми агентами при строительстве нагнетательных и водозаборных скважин могут стать адсорбция, образование комплексных соединений и другие процессы.

Многообразие действующих факторов при функционировании СТС, сложность структуры вызывают необходимость комплексного исследования вопросов надежности, эффективности и безопасности.

2. Влияние СТС на безопасность при строительстве и эксплуатации скважин

Начальная проницаемость коллектора, характеризуемого структурой капиллярных каналов (рис. 2), может быть нарушена при проводке скважины, в процессе бурения, крепления и освоения, а также при проведении ремонтных работ, когда происходит загрязнение СТС вследствие кольматации пористой среды твердой фазой бурового раствора и его фильтратом, различными веществами и др.

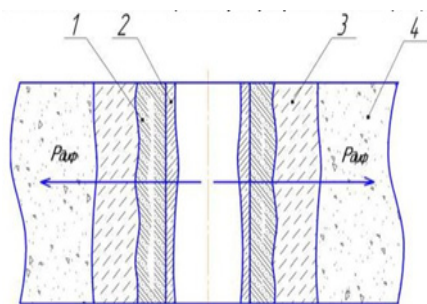


Рис. 2. Схема ПЗС после вскрытия продуктивного пласта бурением: 1 — зона проникновения твердой фазы технологической жидкости; 2 — образование фильтрационной корки; 3 — зона проникновения фильтрата технологической жидкости; 4 — удаленная зона пласта

Как видно из рис. 2, при вскрытии пласта и последующих операциях, связанных с работами по строительству скважин, формируется СТС, отличающаяся пониженными фильтрационными способностями по сравнению с пластом.

В этой связи моделирование изменений состояний СТС и ее влияние на безопасность, начиная с работ по первичному вскрытию пласта и заканчивая эксплуатацией скважин, проводили с учетом структурной схемы, предложенной в работе А. Ф. Бермана [11], которая была дополнена и формализована (рис. 3). Основными этапами исследования изменений свойств и состояний СТС стало выявление опасностей и определение способов их предотвращения.

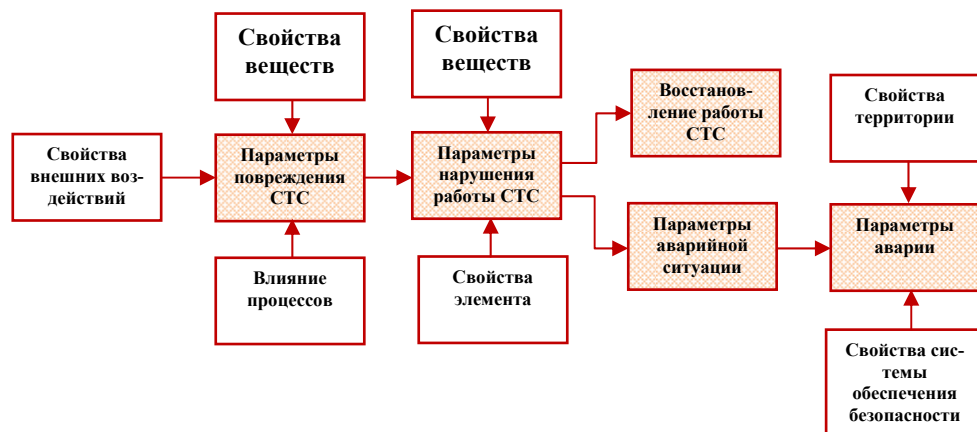


Рис. 3. Причинно-следственный комплекс изменения свойств и состояний СТС

Как видно из рис. 3, в процессе внешнего воздействия, например при первичном вскрытии продуктивного пласта, цементировании скважин, перфорировании продуктивного интервала, проведении ремонтно-изоляционных работ или эксплуатации скважины, происходит загрязнение (кольматация) пласта и СТС, снижение ее ФЕС и, как следствие, нарушение ее работы.

Снижение фильтрационной способности происходит вследствие проникновения различных технологических жидкостей и их фильтратов в пласт (фильные — пресные и пластовые воды, растворы минеральных солей, эмульсии первого рода, минерализованные растворы с добавлением ингибиторов, гидрофобизаторов и других органических и гетероорганических соединений и фобные вещества — эмульсии второго рода, нефть), попадания продуктов коррозии, асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО) с образованием зоны кольматации [10], что сопровождается комплексом физических, физико-химических и термобарических процессов, практически не прекращающиеся на всех стадиях строительства нефтяных и газовых скважин. Как показали результаты исследований [1—3, 12] степень кольматации зависит от состава, свойств, дисперсной фазы и типа технологической жидкости и определяет продуктивность скважин в дальнейшем. Все последующие загрязнения СТС увеличивают эту степень.

Как показала практика, механические примеси в СТС в наибольшей степени заносятся, когда в пласт нагнетается пресная или пластовая вода без достаточной степени очистки, загрязненная продуктами остаточного окисления, загущенная продуктами коррозии, солями и др. [13, 14].

Нарушение непрерывной работы СТС проявляется в снижении производительности скважин, риске возникновения таких осложнений, как осыпи, обвалы, обрушения горных пород, слагающих ствол скважины, гидравличе-

ского разрыва пласта, межколонными проявлениями, частичным/полным поглощением бурового раствора и др., которые зачастую переходят в аварии.

В практике строительства скважин на нефть и газ имеется множество случаев, когда одно возникшее осложнение приводило к другим. Так осыпи и обвалы стенок скважины могут стать причиной прихвата бурильной колонны с потерей циркуляции, а вскрытие зон поглощений промывочной жидкости приводит к нефтегазоводопроявлениям (НГВП) из вышележащих пластов, вследствие снижения давления в стволе скважины и др. осложнениям. На борьбу с ликвидацией таких осложнений при строительстве скважин затрачивается порядка 20...25 % календарного времени, при этом стоимость строительства скважины увеличивается в 1,3...1,5 раза, что делает проблему предупреждения осложнений значимой и актуальной.

Полностью предотвратить явление кольматации пласта, СТС в процессе строительства и эксплуатации скважин невозможно. В этой связи основным направлением работ, связанных с обеспечением уровня надежности и безопасности, стало формирование критерия и показателей эффективности функционирования СТС.

Под термином *критерий эффективности* примем условие, на основе которого будет осуществляться определение показателей эффективности, т. е. результат функционирования — бережное обращение с продуктивным пластом, СТС, а именно максимальное сохранение (восстановление) проницаемости $K_{\text{восст}}$ до ($K_{\text{н}}$) и после ($K_{\text{к}}$) воздействия (D , мкм²) на протяжении всей жизни скважины, от вскрытия пласта до эксплуатации скважины:

$$K_{\text{восст}} = \frac{K_{\text{к}}}{K_{\text{н}}}. \quad (2)$$

В этой связи особое внимание следует уделить *основным факторам*, оказывающим влияние на надежность и безопасность при строительстве и эксплуатации скважин:

- ФЕС СТС;
- конструктивным особенностям проектируемых скважин;
- составу и свойствам технологических жидкостей, закачиваемых в пласт;
- исследованию интенсивности процессов кольматации;
- оценке возможных рисков;
- режимным параметрам и др.

В качестве показателей эффективности функционирования СТС примем:

1) *функциональные показатели эффективности*, характеризующие степень приспособленности СТС к выполнению своих задач, а именно достижению коэффициента продуктивности/приемистости ($K_{\text{пр}}$) и проектного дебита скважин (Q , т/сут, м³/сут):

$$Q = K_{\text{пр}} (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (3)$$

где, Q — дебит скважины; $K_{\text{пр}}$ — коэффициент продуктивности скважины; $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; $P_{\text{заб}}$ — забойное давление, МПа;

2) *экономические показатели эффективности*, характеризующие стоимость требуемого эффекта функционирования или интегральный экономический эффект от внедренных мероприятий:

$$\text{ЧДД} = P_T - Z_T = \sum_{t=1}^T (P_t - Z_t)\alpha t = \sum_{t=1}^T \mathcal{E}_t \alpha t, \quad (4)$$

где, P_T — интегральные результаты, представляющие стоимостную оценку результатов осуществления мероприятия за рассматриваемый период; Z_T — интегральные результаты, представляющие стоимостную оценку затрат за рассматриваемый период; \mathcal{E}_t — годового экономического эффект в t -м году; T — рассматриваемый период, годы; αt — коэффициент приведения разновременных затрат и результатов к рассматриваемому году, доли, единицы; P_t, Z_t — стоимостная оценка результатов и затрат в t -м году рассматриваемого периода.

3. Функционирование СТС: прием, передача и преобразование информации между ее подсистемами

Как показали результаты исследований [12], при бурении скважин можно вскрыть пласт с различной проницаемостью, при этом сама СТС представляет собой сложный объект с неоднородным строением, с локальным развитием зон различной проницаемости, что приводит к сложному распределению фильтрации пластовых флюидов.

Рассмотрим все возможные модели фильтрации флюида в СТС [15].

В первую очередь рассмотрим линейную модель фильтрации флюида в пласте, состоящем из нескольких изолированных пропластков различной мощности и проницаемости, представленную на рис. 4.

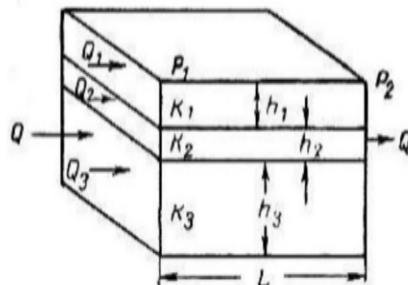


Рис. 4. Модель линейной фильтрации в пласте, состоящем из нескольких изолированных пропластков

Как видно из рис. 4, средняя проницаемость пласта $K_{\text{пр}}$ будет зависеть от мощности (h_i) и проницаемости каждого i -го пропластка (K_i):

$$K_{\text{пр}} = \frac{\sum K_i h_i}{\sum h_i}. \quad (5)$$

Второй рассматриваемой нами моделью станет модель линейной фильтрации жидкости в СТС, имеющей несколько последовательно расположенных зон различной проницаемости (рис. 5).

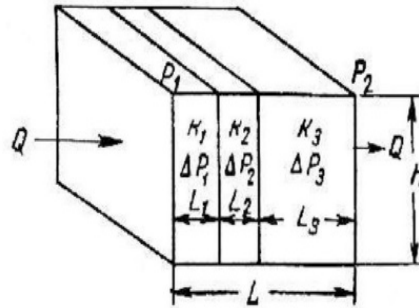


Рис. 5. Модель линейной фильтрации через СТС, имеющую несколько последовательно расположенных зон различной проницаемости

При этом проницаемость пласта будет зависеть как от длины (L_i) i -го пропластка, так и от проницаемости i -го пропластка (K_i):

$$K_{\text{пр}} = \frac{\sum L_{\text{общ}}}{\sum (L_i / K_i)}. \quad (6)$$

Когда слои и участки представляют собой цилиндрически дренируемые зоны, изолированные между собой, то данный вид фильтрации следует отнести к радиальной фильтрации через пласт, имеющий несколько концентрически расположенных зон различной проницаемости (рис. 6).

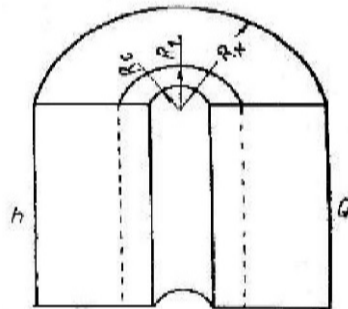


Рис. 6. Модель радиальной фильтрации через пласт, имеющий несколько концентрически расположенных зон различной проницаемости

При этом средняя проницаемость пласта будет зависеть от радиуса контура питания (R_k), радиуса скважины (R_c), радиуса зоны (R_i) и проницаемости зон (K_i):

$$K_{\text{пр}} = \frac{\ln(R_k / R_c)}{\sum \frac{\ln(R_i / R_{i-1})}{K_i}}. \quad (7)$$

Все 3 вида одномерного потока лежат в основе закономерностей течения пластовых флюидов в СТС и за ее пределами в зависимости от принятой системы разработки или от особенностей конструкции скважин.

В этой связи модель функционирования СТС, а именно прием, передачу и преобразование информации между ее подсистемами, будем рассматривать как динамическую, изменяющуюся во времени (рис. 7).

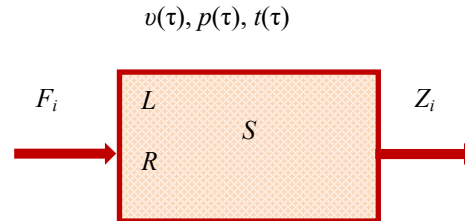


Рис. 7. Детерминированная модель СТС: L — совокупность элементов системы; F_i — факторы, характеризующие состояние объектов разработки месторождений/скважин (входные параметры); Z_i — показатели эффективности (выходные параметры); R — риски

Взаимосвязь между выходными параметрами (Z_i) и независимыми переменными (F_i) в СТС может быть описана уравнением множественной линейной регрессии:

$$Z_i = a_0 + a_1 F_1 + a_2 x_2 + \dots + a_i F_i + r_i, \quad (8)$$

где a_0, a_i — оценки коэффициентов уравнения множественной линейной регрессии; r_i — оценка всех возможных рисков (технологических, технических, горно-геологических).

Установление зависимости (8) позволило выявить взаимосвязь между факторами, характеризующими состояние объектов разработки месторождений/отдельных скважин и показателями, влияющими на надежность и безопасность функционирования СТС.

К данным показателям следует отнести:

1) геологические параметры пласта: глубина залегания (H), эффективная толщина (h), число обрабатываемых пропластков (N), коэффициент проницаемости (K), пористость ($K_{пор}$);

2) физические параметры продуктивного пласта: плотность нефти (ρ), вязкость нефти (μ), содержание серы (S), содержание кислых газов (CO_2, H_2S и др.), содержание парафина (Π), содержание АСПО ($A+C$);

3) технологические параметры: добыча нефти (Q_n), добыча жидкости ($Q_ж$), кратность обработки (N), обводненность ($n_в$), объем закачки технологической жидкости (V), температура пласта (T); давление пласта (P);

4) показатели вероятности возникновения опасных событий: технологические риски, технические риски, горно-геологические риски и др;

5) показатели эффективности: добыча нефти после обработки (Q_n), добыча жидкости после обработки, обводненность, дополнительная добыча нефти (ΔQ_n), технологический эффект (ΔQ).

Заключение

Полученные результаты направлены на теоретическое развитие методов и средств управления СТС, повышения ее надежности и безопасности.

Проведенные исследования показали — для всех объектов разработки месторождений установлено влияние входных данных: геолого-физических и технологических параметров на показатели эффективности. Это позволит

решать задачи по выбору объекта (СТС) с целью сохранения (восстановления) первоначальной проницаемости, снижения риска возникновения осложнений и увеличения дебита/приемистости скважин.

Первостепенным направлением станет разработка методов и средств управления СТС на этапе разработки проектной документации, которые будут направлены на решение следующих задач:

1. Прогнозирование во вскрываемом разрезе скважины продуктивных пластов-коллекторов.

2. Оценка коллекторских свойств и характера насыщения пластов-коллекторов.

3. Проектирование рациональной и надежной конструкции скважин, обеспечивающей предотвращение либо минимизацию рисков возникновения возможных осложнений.

4. Выбор оптимальных режимов бурения, обеспечивающих качественное вскрытие продуктивных пластов-коллекторов с учетом влияния нестационарных динамических процессов, возникающих на забое скважин, позволяющих минимизировать воздействие на СТС при фильтрации технологических жидкостей.

5. Рациональный подбор типа бурового и тампонажного растворов, которые бы в минимальной степени загрязняли СТС, кислотных составов с целью сохранения (восстановления) ее первоначальных фильтрационно-емкостных характеристик пласта.

6. Выбор оптимальных технологий и параметров вторичного вскрытия продуктивных пластов при освоении скважин.

7. Снижение непроизводительного времени при строительстве и эксплуатации скважин и др.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мельникова Т. В., Диденко В. Г. Разработка и апробация технологии обеспечения экологической безопасности при строительстве и эксплуатации скважин // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия : Строительство и архитектура. 2009. № 14. С. 102—107.

2. Диденко В. Г., Мельникова Т. В. Рациональный подход к обеспечению экологической безопасности при строительстве скважин // Качество внутреннего воздуха и окружающей среды 2009 : материалы VII международной науч. конф. Волгоград : ВолгГАСУ, 2009. С. 159—163.

3. Мельникова Т. В., Диденко В. Г., Юркив Н. И. Обеспечение экологической безопасности при разработке и эксплуатации сложных технических систем // Татищевские чтения: актуальные проблемы науки и практики. Серия : Актуальные проблемы экологии и охраны окружающей среды. 2010. Тольятти : Волжский ун-т им. В. Н. Татищева, 2010. С. 359—367.

4. Barenblatt G. I., Entov V. M., Ryzhik V. M. Theory of Fluids Flows through Natural Rocks. Dordrecht, Boston, London: Academic, 1990. 396 p.

5. Muskat M. The flow of homogenous fluids through porous media. Ann Arbor, Michigan, 1946. 763 p.

6. Glasstone S. Textbook of physical chemistry. D. Van Nostrand Co., New York, 1946.

7. Kaviany M. Principles of heat transfer in porous media. NY: Dover Publications Inc., 1988. 709 p.

8. Investigations of porous media permeability and fluid displacement instability / N. Smirnov, V. Dushin, V. Nikitin, O. Logvinov, E. Skryleva // ELGRA News — Bulletin of the European Low Gravity Research Association. 2015. Vol. 29. P. 149.

9. Dushin V., Nikitin V., Philippov Y., Smirnov N. Two phase flows in porous media under microgravity conditions // Microgravity Science and Technology. 2008. Vol. 20. Iss. 3-4. P. 155—160.

10. Юркив Н. И. Физико-химические основы нефтеизвлечения. М. : ОАО ВНИИОЭНГ, 2005. 366 с.
11. Берман А. Ф. Информатика катастроф // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. 2012. № 3. С. 17—37.
12. Юркив Н. И., Поликарпов А. Д., Мельникова Т. В. Влияние проницаемости призабойной зоны пластов, расположенных за ней, на распределение фильтрационных потоков // Известия Волгоградского государственного технического университета, Серия : Реология, процессы и аппараты химической технологии. 2014. Вып. 7. № 1. С. 32—36.
13. Кармалов А. И. Методы борьбы с последствиями кольматации и коррозии оборудования водозаборных скважин // Водоснабжение и санитарная техника. 2011. № 9. С. 21—25.
14. Гарушев А. Р., Мальцев Г. И. Освоение и исследование нагнетательных скважин на Ахтырско-Бугундырском месторождении. М. : ГОСИНТИ, 1957. 29 с.
15. Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoir Simulation. London: Applied Science Publishers Ltd., 1979. 476 p.

© Мельникова Т. В., 2023

Поступила в редакцию
в сентябре 2023 г.

Ссылка для цитирования:

Мельникова Т. В. Анализ сложных технических систем на примере призабойной зоны пласта // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Строительство и архитектура. 2023. Вып. 5(93). С. 90—100

Об авторе:

Мельникова Татьяна Валерьевна — канд. техн. наук, доц. каф. пожарной безопасности и защиты в чрезвычайных ситуациях, Волгоградский государственный технический университет (ВолгГТУ), старший научный сотрудник, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИ-нефть» в г. Волгограде. Российская Федерация, 400074, г. Волгоград, ул. Академическая, 1; t-melnikova@vstu.ru

Tatiana V. Melnikova

Volgograd State Technical University

Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPIneft” in Volgograd

ANALYSIS OF COMPLEX TECHNICAL SYSTEMS ON THE EXAMPLE OF A BOTTOMHOLE FORMATION ZONE

The analysis of the state of the bottom-hole formation zone as a complex technical system was carried out, its elements and functions were studied, the relationship between them and the multifactorial influence of the system on safety, both during construction and operation of wells, were revealed. The functioning of the system is analyzed from the point of view of receiving, transmitting and converting information between its subsystems. It is revealed that the primary direction of further research will be the development of methods and means of controlling the system in the design of wells.

Key words: complex technical system, elements, analysis, operation, management, safety, well design.

For citation:

Melnikova T. V. [Analysis of complex technical systems on the example of a bottomhole formation zone]. *Vestnik Volgogradskogo gosudarstvennogo arhitekturno-stroitel'nogo universiteta. Seriya: Stroitel'stvo i arhitektura* [Bulletin of Volgograd State University of Architecture and Civil Engineering. Series: Civil Engineering and Architecture], 2023, iss. 5, pp. 90—100.

About author:

Tatiana V. Melnikova — Candidate of Engineering Sciences, Volgograd State Technical University (VSTU), Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPIneft” in Volgograd. 1, Akademicheskaya st., Volgograd, 400074, Russian Federation; t-melnikova@vstu.ru