УДК 004.042: 622.324
DOI: 10.15827/0236-235X.127.462-471
Дата подачи статьи: 09.01.19
2019. Т. 32. № 3. С. 462–471

Концепция автоматизации научных исследований живучести системы добычи газа в условиях обводнения скважин

Н.А. Соловьев [1], *д.т.н., профессор, зав. кафедрой, povtas@mail.osu.ru*
А.Ф. Валеев [1], *к.т.н., доцент, vafw@yandex.ru*

[1] *Оренбургский государственный университет, г. Оренбург, 460018, Россия*

Разработка газоконденсатных месторождений на этапе падающей добычи характеризуется появлением различных неблагоприятных воздействий, не регламентированных проектными условиями нормальной эксплуатаци. Одним из основных неблагоприятных воздействий является обводнение скважин, ухудшающее проницаемость призабойной зоны, что приводит к резкому снижению эксплуатационных показателей. При этом объема остаточных дренируемых запасов газа может быть достаточно для поддержания промышленного уровня добычи. Для исследования системы добычи продукции в этих условиях предлагается использовать свойство живучести. Понятие живучести известно в технике, однако до сих пор не создана развитая теория, которая содержала бы, как теория надежности, общетехнические результаты, позволяющие исследовать это свойство, оценивать его количественно и разрабатывать практические рекомендации по обеспечению живучести сложных систем.

В статье представлена концепция научных исследований живучести систем добычи газа, основой которой является система предсказательного моделирования технологических процессов добычи продукции газоконденсатных месторождений, учитывающая новые технологии извлечения пластовой жидкости и период их внедрения. Введено понятие живучести системы добычи газа, определены признаки этого свойства. Существующее прикладное ПО для гидродинамического моделирования не позволяет исследовать живучесть системы добычи газа, поэтому актуальной становится задача разработки информационного и программного обеспечения для научных исследований живучести системы добычи газа в условиях обводнения газовых скважин. Предложена концептуальная модель автоматизации научных исследований живучести системы добычи газа в условиях обводнения скважин, являющаяся развитием интегрированной геолого-технологической модели газоконденсатного месторождения. Программно реализована прогностическая модель добычи продукции из обводненной скважины на основе технологии извлечения пластовой жидкости с использованием электроцентробежного насоса.

Ключевые слова: *газоконденсатное месторождение, обводнение скважин, живучесть, технологии борьбы с обводнением, прогностическое моделирование.*

В период падающей добычи разработка газоконденсатных месторождений осложняется обводнением газовых скважин, что приводит к выводу части скважин из эксплуатации. Такая проблема характерна для многих месторождений в России: Оренбургского, Вынгапуровского, Медвежьего, Уренгойского, Северо-Уренгойского, Ямбургского, Комсомольского. Так, на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении, которое разрабатывается с 1974 года, обводнены порядка 25–30 % эксплуатационных газовых скважин. Установлено, что остаточных запасов газа достаточно для промышленной добычи из части обводненных скважин при использовании технологий извлечения пластовой жидкости, обеспечивающих рациональную разработку основной газоконденсатной залежи этого месторождения. Современные технологии извлечения пластовой жидкости имеют существенные отличия, применимы в конкретных условиях эксплуатации скважин и зависят от их конструкции, остаточных дренируемых запасов газа, объема пластовой жидкости, запаса пластовой энергии, наличия источника электроэнергии вблизи скважины и др. Таким образом, исследование применения различных технологий извлечения пластовой жидкости и периода их внедрения становится необходимым условием добычи продукции газоконденсатных месторождений на проектном уровне и рациональной разработки залежи.

Состояние проблемы извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки газоконденсатных месторождений

Проблемам извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки газокон-

денсатных месторождений занимаются как российские, так и зарубежные исследователи. С 2005 г. проводится ежегодная международная научно-практическая конференция «Gas Well Deliquification Conference» [1], в рамках которой обсуждаются технологии борьбы с обводнением газовых скважин, применяемые в мировой практике. Обобщая результаты исследований, можно сделать вывод, что в настоящее время сложилась система методов извлечения углеводородного сырья газоконденсатных месторождений, позволяющая решать широкий спектр задач в условиях фонтанной и механизированной добычи.

Определены основные эксплуатационные показатели разработки газоконденсатных месторождений: P_{res}, P_{bh}, P_{wht} – пластовое, забойное и устьевое трубное давления; Q_g – дебит газа; Q_{gy}, Q_{gcp} – годовая и накопленная добыча газа; n – число эксплуатационных скважин. Характер изменения этих показателей представлен на рисунке 1 [2, 3].

Характер изменений основных эксплуатационных показателей разработки газоконденсатного месторождения показывает наличие трех этапов: нарастающей, устойчивой, падающей годовой добычи. Третий этап представляет позднюю стадию разработки месторождения, момент наступления которого специфичен для каждого месторождения и существенно осложняется внешними неблагоприятными воздействиями, не предусмотренными проектными условиями нормальной эксплуатации: обводнением, наличием кислых компонентов в продукции (углекислый газ, сероводород), разрушением призабойной зоны, гидратообразованием в скважинах и шлейфах, образованием песчаных пробок в призабойной зоне, загрязнением призабойной зоны. Одно из основных неблагоприятных воздействий на систему добычи – обводнение скважин, ухудшающее проницаемость призабойной зоны, что приводит к снижению эксплуатационных показателей скважин и месторождения в целом [4–6]. Для характеристики этого процесса предлагается использовать свойство живучести.

Хотя понятие живучести известно в технике давно и применяется при создании технических систем различного назначения, до сих пор не создана развитая теория, которая содержала бы, как теория надежности, общетехнические результаты, позволяющие исследовать это свойство, оценивать его количественно и разрабатывать практические рекомендации проектировщика сложных систем по обеспечению живучести. Существует несколько определений живучести в технических системах [7, 8]. Например, живучесть рассматривается как свойство объекта, заключающееся в его способности выполнять заданное назначение в процессе неблагоприятных воздействий на весь объект или его отдельные элементы, поддерживая в допустимых пределах свои эксплуатационные показатели. Либо живучесть – свойство системы продолжать нормальное функционирование с допустимыми показателями эффективности при непрогнозируемых или преднамеренных воздействиях (стихийных явлений, активных внешних вмешательств). В [7] живучесть рассматривается как свойство системы, характеризующее ее способность эффективно функционировать при получении повреждений (разрушений) или восстанавливаться в течение заданного времени. В [8] живучесть геотехнической системы добычи газа определяется как совокупность геомеханиче-

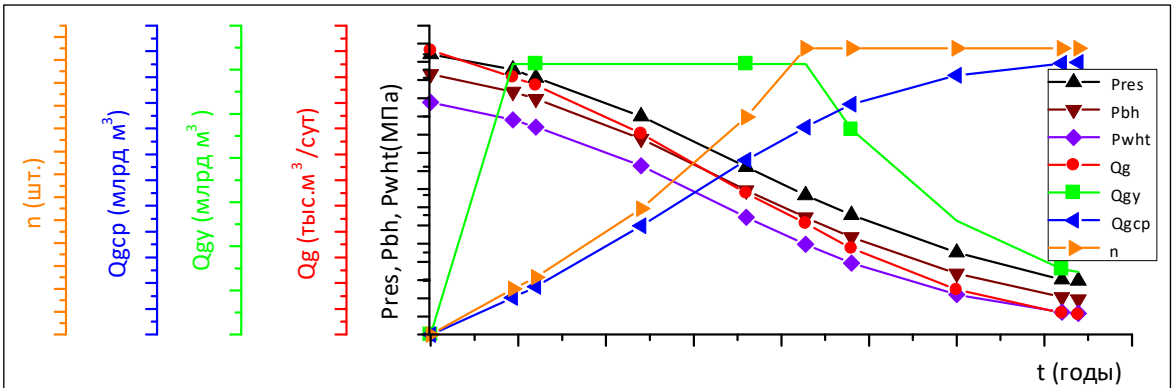

Рис. 1. Изменение основных эксплуатационных показателей разработки газоконденсатного месторождения

Fig. 1. Changes in the main operational indicators of gas condensate field development

ской и гидродинамической живучести, при этом влияние обводнения на систему добычи газа не учитывается.

Обобщая известные подходы и рассматривая в качестве объекта систему «пласт–скважина», живучесть этой системы (SURV) можно определить как свойство, заключающееся в способности скважины поддерживать в допустимых пределах проектные значения эксплуатационных показателей в не предусмотренных регламентом нормальной эксплуатации условиях.

Концепция живучести системы добычи газа представлена на рисунке 2, где отражена динамика дебитов газа Q_g: проектного Q_{gpr}, критического Q_{gcr} (при котором пластовая вода уже не может выноситься на устье скважины), предельного Q_{glim} (при котором вся пластовая вода выносится на устье скважины) [6], фактического Q_{gfact} и дебита воды Q_w обводненной газовой скважины.

В верхней части рисунка 2 (I) отражен режим работы скважины при фонтанном способе эксплуатации. Сначала наблюдается безводный период 1. После наступления момента времени A_1 в продукции скважины появляется вода Q_w, которая снижает дебит газа, так как часть пластовой энергии тратится на ее подъем до устья, и в момент времени B_1 дебит газа Q_{gfact} становится меньше критического дебита Q_{gcr} – скважина начинает работать с минимальным дебитом газа или самозадавливается. Если провести изоляцию обводненных интервалов продуктивного пласта (установить цементный мост), то дебит газа Q_{gfact} может возрасти до уровня C_1. Однако значение Q_{gfact} уже не достигнет проектного дебита газа Q_{gpr}, так как часть его запасов останется изолированной в пласте. Далее скважина работает до наступления момента времени B_2, в которое складывается ситуация, аналогичная B_1. Если в точке B_2 происходит обводнение всего продуктивного пласта, остается только ликвидировать скважину, иначе устанавливается цементный мост и эксплуатация скважины продолжается аналогичным образом.

В нижней части рисунка 2 (II) отражена концепция продления живучести системы добычи газа при использовании технологий борьбы с обводнением. Сначала, как и в I, наблюдается безводный период 1. Далее, в момент времени A_1, в продукции скважины появляется вода Q_w. Однако в данном случае, не доводя снижение дебита газа до состояния ниже критического (B_1), в конце периода применения фонтанного способа эксплуатации 2 в момент времени B_2 на скважине начинают использовать первую компоновку с применением одной из технологий борьбы с обводнением. При этом дебит газа Q_{gfact} возрастает до проект-

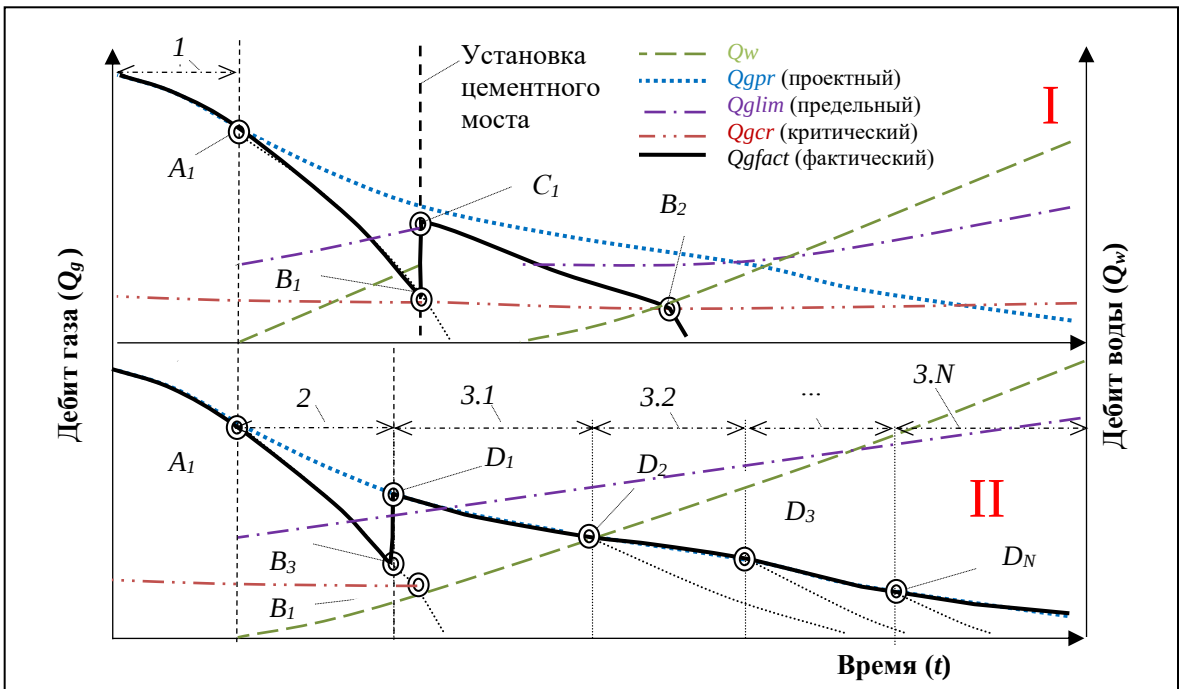

Рис. 2. Концепция живучести системы добычи газа

Fig. 2. The concept of survivability of gas production system

ного уровня Q_{gpr} в точке D_1. Скважина эксплуатируется с применением первой компоновки в течение периода 3.1. Затем с момента времени D_2 используется вторая компоновка в период 3.2 и так далее до компоновки N с периодом ее использования 3.N. Переход от одной компоновки скважины к другой связан с техническими ограничениями технологий борьбы с обводнением, объемом поступающей на забой скважины воды и другими причинами. Таким образом, выбор технологий борьбы с обводнением и периода его использования позволит продлить живучесть скважины, поддерживать проектный уровень добычи газа, увеличить коэффициент извлечения газа.

Технологии борьбы с обводнением газовых скважин по источнику энергии для извлечения пластовой жидкости [1, 4] подразделяются на две группы:

– фонтанные, использующие энергию пласта: продувка скважины, периодическое открытие и закрытие скважины, уменьшение диаметра насосно-компрессорных труб, концентрическая лифтовая колонна с автоматикой на устье скважины, плунжерный лифт, применение поверхностно-активных веществ (в твердом виде – спуск шашки на забой скважины, капиллярная подача в жидком виде на забой скважины) и др.;

– механизированные, использующие привлеченную внешнюю энергию (электроэнергия, энергия закачиваемого газа и др.) и энергию пласта (компримирование, газлифт, плунжер-лифт с газлифтом, гидроструйный насос, штанговый насос, винтовой насос, *электроцентробежный насос* (ЭЦН) и др.).

На рисунке 3 представлена пирамида технологий борьбы с обводнением, от основания к вершине которой потенциально возможный объем откачиваемой пластовой жидкости возрастает [1, 4].

Каждая технология применяется в условиях, зависящих от конструкции скважины, дебита пластовой жидкости и газа, запаса пластовой энергии, наличия доступного источника электроэнергии вблизи скважины и др. Наиболее распространенным мероприятием по борьбе с обводнением, применяемым в настоящее время, является проведение ремонтно-изоляционных работ (изоляция обводненных ин-

Рис. 3. Пирамида технологий борьбы с обводнением газовых скважин

Fig. 3. The pyramid of gas well flooding control technology

тервалов, перевод скважины на вышележащие эксплуатационные объекты с установкой цементного моста), которые могут применяться в комбинации с другими технологиями борьбы с обводнением.

Таким образом, с практической точки зрения исследование обводненных скважин затруднено, требует значительных материальных затрат и реализуется на основе моделирования. Для решения задач моделирования системы «пласт–скважины–шлейфы–установка комплексной подготовки газа» используется *интегрированная геолого-технологическая модель* (ИГТМ) газоконденсатного месторождения [5]. Современное ПО в области гидродинамического моделирования системы добычи и сбора продукции скважин и технологий извлечения жидкости развивается в составе ИГТМ или представляет собой отдельные симуляторы:

– RFD (tNavigator – ИГТМ, включающая геологическую, гидродинамическую модели пласта, систему добычи и сбора) [9];

– Schlumberger (моделирование стационарных (PipeSim) и динамических (OLGA) многофазных потоков в скважинах и шлейфах) [10];

– Weatherford (WellFlow – моделирование скважины, DynaLift – моделирование газлифта) [11];

– SIMSCI (PipePhase – моделирование стационарных многофазных потоков в скважинах и шлейфах) [12];

– Halliburton (Nexus – ИГТМ, включающая геологическую, гидродинамическую модели пласта, систему добычи и сбора) [13];

– Pipe Flow Software (PipeFlow – моделирование стационарных многофазных потоков в скважинах и шлейфах) [14];

– Engineered Software (PipeFlo – моделирование стационарных многофазных потоков в насосно-компрессорных трубах) [15].

Таким образом, существующее прикладное ПО для гидродинамического моделирования не позволяет исследовать живучесть системы добычи газа газоконденсатного месторождения на поздней стадии разработки. Отсюда актуальной становится задача разработки информационного и программного обеспечения для научных исследований живучести системы добычи газа в условиях обводнения газовых скважин.

Автоматизация научных исследований живучести системы добычи газа

На рисунке 4 показано место *автоматизированной системы научных исследований* (АСНИ) живучести системы добычи газа в системе управления технологическими процессами добычи с учетом применения различных технологий извлечения пластовой жидкости.

Данные о параметрах продукции газоконденсатной залежи, эксплуатационных скважин, системы сбора продукции и установки комплексной подготовки газа поступают с датчиков *информационной системы управления* (ИСУ) добычи продукции и ИСУ комплексной подготовки газа и конденсата. АСНИ позволит принимать решение по выбору технологий борьбы с обводнением и формировать управляющее воздействие на систему добычи газа.

Концептуальная модель АСНИ живучести системы добычи газа представлена на рисунке 5.

Исследования выполняются специалистами отдела комплексного моделирования месторождения. Управляющей информацией системы являются руководящие документы нефтегазовой отрасли (*государственные стандарты* (ГОСТы), *стандарты организаций* (СТО), руководства, технологическая схема и проект разработки месторождения), а также

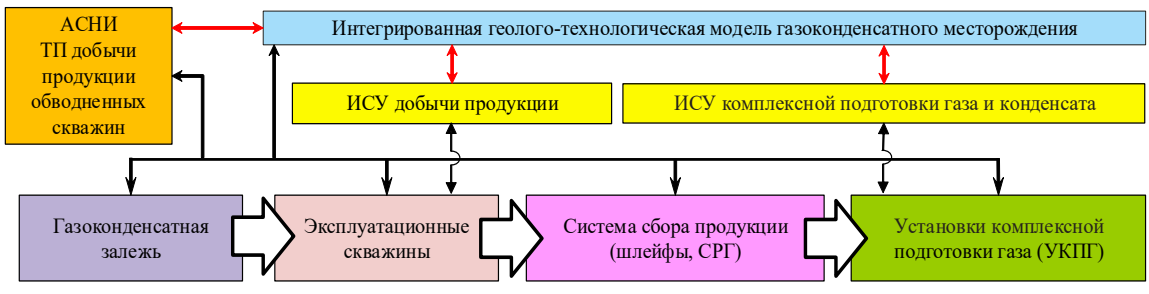

Рис. 4. Система управления технологическими процессами добычи газа

Fig. 4. A gas production process control system

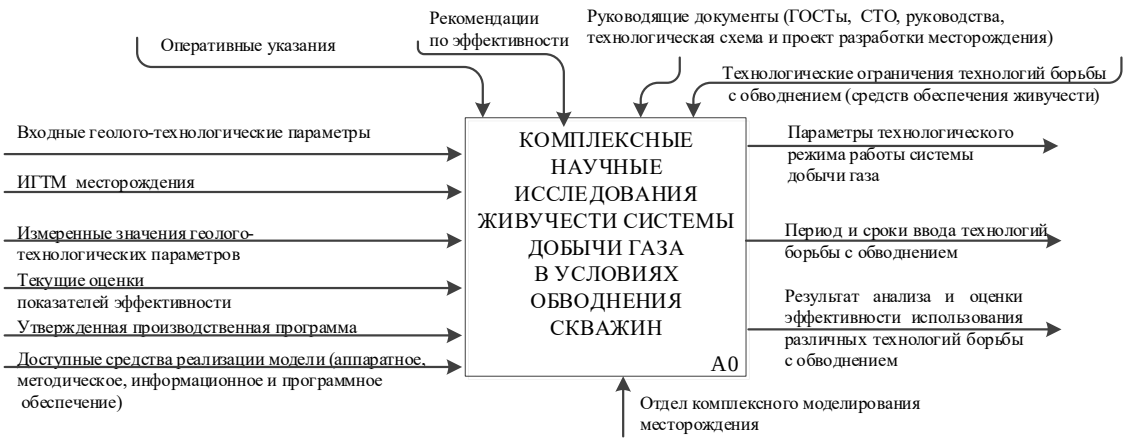

Рис. 5. Концептуальная модель АСНИ живучести системы добычи газа

Fig. 5. A conceptual model of the scientific research automated system of the gas production survivability system

ограничения технологий борьбы с обводнением. В качестве входных параметров выступают геолого-технологические параметры системы добычи, результаты моделирования ИГТМ месторождения, измеренные значения геолого-технологических параметров (давление, температура, расходы, свойства и состав пластовой смеси), текущие оценки показателей эффективности, доступные средства реализации модели (аппаратное, методическое, информационное и программное обеспечение). Результатами исследования являются параметры технологического режима системы добычи газа, период и сроки ввода технологий борьбы с обводнением, данные анализа и прогностическая оценка результатов использования различных технологий борьбы с обводнением.

Схема потоков данных ИГТМ газоконденсатного месторождения с учетом технологий борьбы с обводнением скважин для исследования живучести системы добычи представлена на рисунке 6.

Таким образом, разработана концептуальная модель АСНИ живучести системы добычи газа и предложено развитие моделирующего аппарата ИГТМ с учетом методов борьбы с обводнением газовых скважин.

Методологические основы концепции

Объектом исследования становится состояние системы добычи газа газоконденсатных месторождений, которое описывается кортежем $OI = \{E\{SYS\{Pr, TECH(t)\}\}\}$, где E – показатели системы добычи газа; SYS – структура системы; Pr – параметры системы; $TECH(t)$ – технологии борьбы с обводнением скважин.

Основные эксплуатационные параметры системы добычи газа:

– параметры пласта Pr_{res} (стратиграфия, состав и свойства флюида, фильтрационно-емкостные свойства, пластовые и забойные давление и температура);

– конструкция и оборудование скважины Pr_w (эксплуатационные колонны и насосно-компрессорной трубы, штуцеры, клапаны, пакер, инклинометрия скважины, интервалы перфорации и др.);

– параметры шлейфа P_{fl} (траектория, длина, диаметр);

– параметры флюида (скорость, плотность, вязкость, поверхностное натяжение и т.п.);

– специфические параметры для технологий борьбы с обводнением;

– уровень жидкости в затрубном пространстве скважины H_{dyn}.

Показатели работы системы добычи газа: пластовое, забойное, буферное, затрубное давления; дебиты газа, конденсата, воды; накопленная добыча газа, конденсата, воды; остаточные дренируемые запасы газа, коэффициенты эксплуатации и использования скважин.

Существующие проблемы на практике и отсутствие их решения в теории [16] позволяют сформулировать основное противоречие между потенциально возможным объемом добычи газа из обводненных скважин и отсутствием единой методологии автоматизации научных исследований живучести системы добычи газа для определения рационального

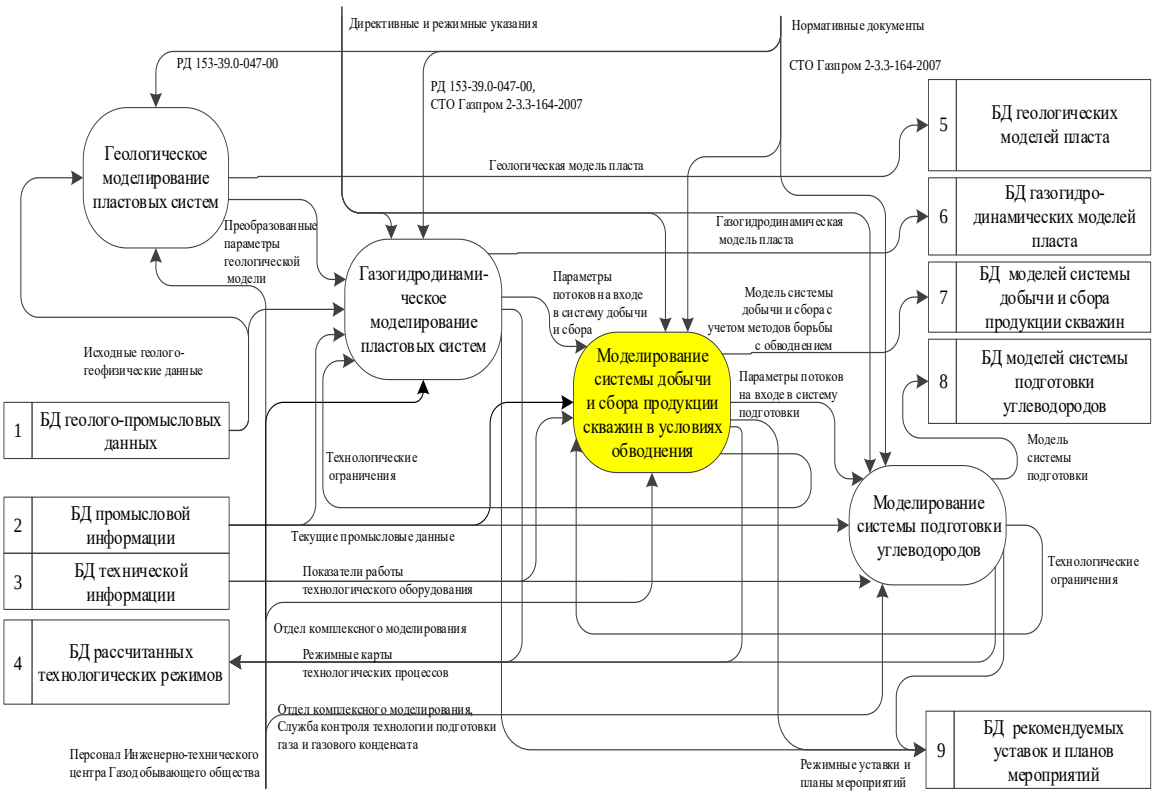

Рис. 6. Функциональная модель ИГТМ с учетом технологий борьбы с обводнением

Fig. 6. A functional model of integrated geological modeling taking into account the flooding control technology

пути использования пластовой энергии совместно с технологиями борьбы с обводнением.

Таким образом, предмет исследования (*PI*) – методическое, информационное и программное обеспечение научных исследований живучести системы добычи газа в условиях обводнения: $PI = \{SW(Md, Proc, A), IW\}$, где $SW(Md, Proc, A)$ – ПО (методы, методики, алгоритмы); IW – информационное обеспечение.

Целью исследований становится автоматизация информационных процессов научных исследований живучести системы добычи газа газоконденсатного месторождения в условиях обводнения для принятия решений по увеличению накопленной добычи газа за счет выбора технологий извлечения пластовой жидкости и периода их использования.

Для достижения цели исследования необходимо решить следующие задачи:

– провести системный анализ проблем живучести системы добычи газа газоконденсатных месторождений в условиях обводнения скважин;

– разработать методологические основы живучести сложных систем применительно к системе добычи газа;

– разработать комплекс прогностических моделей технологических процессов добычи продукции из обводненных газовых скважин с учетом различных технологий извлечения пластовой жидкости и периода их использования;

– разработать методику, алгоритмы и средства автоматизации научных исследований живучести системы добычи продукции из обводненных газовых скважин для принятия решений по увеличению накопленной добычи газа за счет выбора технологий извлечения пластовой жидкости и периода их использования.

Для решения поставленных задач целевая функция исследований примет вид:

$$SURV\{Q_g(Pr_{res}, Pr_w, Pr_{fl}, P_{res}(Q_{gim}), P_{bh}(P_{wht}, Q_l, P_{wha}), T_{res}, T_{bh}, T_{wh}), H_{dyn}\} \underset{Q_{gcp} > Q_{gim}}{\overset{U(TECH(t))}{\rightarrow}} \max,$$

где Q_{gcp}, Q_{gim} – накопленная добыча и объем остаточных дренируемых запасов газа; P_{wht}, P_{wha} – давление на устье (трубное и затрубное);

Pr_{res}, Pr_w, Pr_{fl} – параметры пласта, конструкции и оборудования скважины и шлейфа; P_{res}, P_{bh}, P_{wht}, P_{wha} – давление пластовое, забойное, устьевое (трубное и затрубное); Q_l – объем пластовой жидкости; T_{res}, T_{bh}, T_{wh} – температура пластовая, забойная и устьевая; $U(TECH(t))$ – управляющее воздействие в зависимости от используемой технологии борьбы с обводнением во времени t.

В рамках поставленной цели разработано информационное и программное обеспечение системы моделирования добычи газа с насосной откачкой (ЭЦН) [17, 18] пластовой жидкости из обводненных газовых скважин, позволяющей хранить справочную информацию (данные об оборудовании и скважинах) и проводить эксперименты на модели с частотным и дроссельным регулированием насосной откачки. Однако разработанная система не позволяет моделировать другие технологии борьбы с обводнением, что определяет предмет дальнейших исследований.

Заключение

Таким образом, обоснована концепция автоматизации научных исследований живучести системы добычи газа газоконденсатных месторождений в условиях обводнения скважин, основой которой является система предсказательного моделирования технологических процессов добычи продукции газоконденсатных месторождений, учитывающая новые технологии извлечения пластовой жидкости и период их внедрения. Определены методологические основы живучести системы добычи газа. Разработана концептуальная модель автоматизации научных исследований живучести системы добычи газа в условиях обводнения скважин, являющаяся развитием интегрированной геолого-технологической модели газоконденсатного месторождения. Программно реализована прогностическая модель добычи продукции из обводненной скважины на основе технологии извлечения пластовой жидкости с использованием ЭЦН.

Литература

1. Burgstaller C. Application of an ESP for gas well deliquification – RAG's experiences. Proc. Gas Well Deliquification Conf. Groningen, 2013. URL: http://www.alrdc.com/workshops/2013_2013European-GasWell/Private/20_EGWDC2013_ESP%20applicationn_RAG.pdf (дата обращения: 12.12.2018).
2. Кияев В.А., Ефимов А.Г. Перспективы сырьевой базы ООО «Газпром добыча Оренбург» // Газовая промышленность. 2018. № 3. С. 34–38.
3. Баишев В.З., Назыров М.Р. Основные направления исследований вопроса извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки центральной части Оренбургского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 1. С. 28–31.
4. Ли Дж., Никенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин; [пер. с англ.]. М.: Премиум Инжиниринг, 2008. 384 с.
5. Баишев Р.В., Кривина Т.Г., Левина Н.А., Трифонова М.П., Купарев Д.А. Постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель Оренбургского месторождения. Состояние и перспективы // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2010. № 12. С. 24–27.
6. Гукасов Н.А., Кучеров Г.Г. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин в период падающей добычи. М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. 214 с.
7. Черкесов Г.Н. Методы и модели оценки живучести сложных систем. М.: Знание, 1987. 32 с.
8. Черных В.А., Черных В.В. Математическая теория живучести систем добычи газа. М.: Изд-во ИПНГ РАН, 2015. 219 с.
9. Модули tNavigator. URL: http://rfdyn.ru/ru/technology/modules/ (дата обращения: 12.12.2018).
10. Schlumberger (SIS). URL: http://sis.slb.ru/products/ (дата обращения: 12.12.2018).
11. WellFlo. URL: ftp://siamoil.ru/products/DemoSoftware/WellFlo/5943_WellFlo%20Software.pdf (дата обращения: 12.12.2018).
12. SimSci PIPEPHASE. URL: http://iom.invensys.com/ap/pages/SimSci_ProcessEngSuite_PIPEPHASE.aspx (дата обращения: 12.12.2018).
13. Nexus Suite for Reservoir Simulation. URL: https://www.landmark.solutions/Nexus-Reservoir-Simulation (дата обращения: 12.12.2018).
14. Pipe Flow Software. URL: https://pipeflow.com (дата обращения: 12.12.2018).
15. PIPE-FLO. URL: https://eng-software.com/products/pipe-flo (дата обращения: 12.12.2018).
16. Валеев А.Ф., Соловьев Н.А. Анализ проблем добычи продукции газоконденсатного месторождения в условиях обводнения скважин // Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации программных средств: сб. докл. Всерос. науч.-практич. конф. Орск: ОГТИ, 2011. С. 18–21.

17. Валеев А.Ф., Салихов А.О., Соловьев Н.А. Программная система моделирования добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин: Свид. о гос. регистр. прогр. для ЭВМ № 2016663248. Рос. Федерация; заявл. 14.10.2016; зарегистр. 29.11.2016.

18. Соловьев Н.А., Валеев А.Ф., Салихов А.О. Моделирование в задаче восстановления промышленной добычи газа из обводненных скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2017. № 11. С. 7–10.

Software & Systems Received 09.01.19
DOI: 10.15827/0236-235X.127.462-471 2019, vol. 32, no. 3, pp. 462–471

The automation of scientific studies on the concept of gas well survivability during water flooding

N.A. Solovyov [1], *Dr.Sc. (Engineering), Professor, Head of the department, povtas@mail.osu.ru*
A.F. Valeev [1], *Ph.D. (Engineering), Associate Professor, vafw@yandex.ru*

[1] *Orenburg State University, Orenburg, 460018, Russian Federation*

Abstract. Development of gas condensate fields during falling production is characterized by various adverse effects that are not regulated by the design conditions of normal operation. One of the main adverse effects is the well flooding, which worsens the permeability of a bottom-hole zone leading to a sharp decrease in performance. At the same time, the amount of residual drained gas reserves may be sufficient to maintain industrial production levels. The authors propose to use the survivability property to study a production system under these conditions. The concept of survivability is known in technology, however there is still no a developed theory that would contain (as a theory of reliability) general technical results that allow investigating this property, evaluating it quantitatively and developing practical recommendations to ensure complex system survivability.

The paper presents the concept of scientific studies on gas production system survivability. It is based on the system of predictive modeling of gas condensate field production technological processes, which takes into account new technologies of reservoir fluid extraction and their implementation period. The concept of gas production system survivability is introduced and the signs of this property are defined.

The existing application software for hydrodynamic modeling does not allow investigating the survivability of a gas production system. Therefore, the task of developing information and software for research on the survivability of the gas production system under the conditions of gas well waterflooding becomes urgent. The paper proposes a conceptual model of scientific studies automation of the watering gas well survivability. It is the development of an integrated geological and technological model of a gas condensate field. There is software implementation of the predictive model of product recovery from a flooded well based on the technology of field fluid extraction using a centrifugal pump.

Keywords: gas condensate field, gas well water flooding, survivability, water control technologies, prognostic modeling.

References

1. Burgstaller C. Application of an ESP for gas well deliquification – RAG's experiences. *Proc. Gas Well Deliquification Conf*. Groningen, 2013. Available at: http://www.alrdc.com/workshops/2013_2013European-GasWell/Private/20_EGWDC2013_ESP%20applicationn_RAG.pdf (accessed December 12, 2018).

2. Kiyaev V.A., Efimov A.G. Prospects for raw material base of Gazprom Dobycha Orenburg LLC. *Gas Industry*. 2018, no. 3, pp. 34–38 (in Russ.).

3. Baishev V.Z., Nazyrov M.R. The main directions of researches a question of extraction hydrocarbon raw materials at a late stage of development the central part of Orenburg field. *Gas Industry*. 2016, no. 1, pp. 28–31 (in Russ.).

4. Lea J.F., Nickens H.V., Wells M.R. *Gas Well Deliquification*. 2008, 608 p. (Russ. ed.: Moscow, Premium Publ., 2008, 384 p.).

5. Baishev R.V., Krivina T.G., Levina N.A., Trifonova M.P., Kuparev D.A. Steadily operating geological-hydrodynamical model of the Orenburg field. State and prospects. *Environmental Protection in the Oil and Gas Complex*. 2010, no. 12, pp. 24–27 (in Russ.).

6. Gukasov N.A., Kucherov G.G. *Technological Operating Mode of Gas and Gas Condensate Wells in the Period of Falling Production*. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2006, 214 p. (in Russ.).

7. Cherkesov G.N. *Methods and Models for Estimating the Survivability of Complex Systems*. Moscow, Knowledge Publ., 1987, 32 p. (in Russ.).

8. Chernykh V.A., Chernykh V.V. *Mathematical Theory of the Survivability of Gas Production Systems*. Moscow, Institute of Oil and Gas Problems RAS, 2015, 219 p. (in Russ.).

9. *tNavigator Modules*. Available at: http://rfdyn.ru/ru/technology/modules/ (accessed December 12, 2018).

10. *Schlumberger (SIS)*. Available at: http://sis.slb.ru/products/ (accessed December 12, 2018).

11. *WellFlo*. Available at: ftp://siamoil.ru/products/DemoSoftware/WellFlo/5943_WellFlo%20Software.pdf (accessed December 12, 2018).

12. *SimSci PIPEPHASE*. Available at: http://iom.invensys.com/ap/pages/SimSci_ProcessEngSuite_PIPEPHASE.aspx (accessed December 12, 2018).

13. *Nexus Suite for Reservoir Simulation*. Available at: https://www.landmark.solutions/Nexus-Reservoir-Simulation (accessed December 12, 2018).

14. *Pipe Flow Software*. Available at: https://pipeflow.com (accessed December 12, 2018).

15. *PIPE-FLO*. Available at: https://eng-software.com/products/pipe-flo (accessed December 12, 2018).

16. Valeev A.F., Solovyov N.A. Analysis of the production problems of gas condensate fields under the conditions of watering wells. *Proc. All-Russ. Sci. and Pract. Conf. on Theoretical Issues of Software Development, Implementation and Operation*. Orsk, 2011, pp. 18–21 (in Russ.).

17. Valeev A.F., Salikhov A.A., Solovyov N.A. *Software System for Simulation of Gas Production with Pumping Formation Fluid from Watered Gas Wells*. Certificate of registration of a computer program no. 2016663248, 2016.

18. Solovyov N.A., Valeev A.F., Salikhov A.O. Modeling in the task of the recovery of industrial gas production from flooded wells. *Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry*. 2017, no. 11, pp. 7–10 (in Russ.).

Для цитирования

Соловьев Н.А., Валеев А.Ф. Концепция автоматизации научных исследований живучести системы добычи газа в условиях обводнения скважин // Программные продукты и системы. 2019. Т. 32. № 3. С. 462–471. DOI: 10.15827/0236-235X.127.462-471.

For citation

Solovyov N.A., Valeev A.F. The automation of scientific studies on the concept of gas well survivability during water flooding. *Software & Systems*. 2019, vol. 32, no. 3, pp. 462–471 (in Russ.). DOI: 10.15827/0236-235X.127.462-471.