



УДК 004.9:622.276

ПРИНЦИПЫ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА И АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО» МЕСТОРОЖДЕНИЯ



PRINCIPLES OF DEVELOPING THE SYSTEM OF MONITORING AND ADAPTIVE CONTROLLING THE INTELLIGENT OIL FIELD STUDY BASED

Ладенко Александра Александровна

кандидат технических наук,
доцент Армавирского
механико-технологического института (филиал),
Кубанский государственный
технологический университет
saha-ladenko@yandex.ru

Ladenko Alexandra Alexandrovna
Ph.D., Associate Professor,
Armavir Institute of Mechanics
and Technology (branch),
Kuban State Technological University
saha-ladenko@yandex.ru

Аннотация. В данной статье обусловлено использование моделей, включающее в себя решение задач непрерывного сбора и передачи геолого-технологической информации, автоматизированной адаптации модели на текущее состояние разработки месторождения и оптимизации планирования и оценки эффективности геолого-технических мероприятий.

Annotation. In this article, the use of models is stipulated, which includes solving the problems of continuous collection and transfer of geological and technological information, automated adaptation of the model to the current state of field development, and optimization of planning and assessment of the effectiveness of geological and technical measures.

Ключевые слова: система мониторинга, поддержка принятия решений, «Интеллектуальное» месторождение, проектирование информационных систем.

Keywords: monitoring system, decision-making support, «Intelligent» field, design of information systems.

В последние годы в сфере добычи нефти и газа регулярно упоминается термин «умное/интеллектуальное/цифровое месторождение». Данные прорывные инновационные технологии интеллектуализации разработки нефтяных и газовых месторождений дают возможность открыть новую стадию эксплуатации старых месторождений и значительно сократить издержки на освоение и эксплуатацию месторождений при стабильном повышении эффективности. На современном этапе развития мировой экономики это необходимые условия повышения конкурентоспособности нефтяных и газовых компаний. В настоящее время большинство крупнейших международных нефтегазовых компаний имеют подразделения, занимающиеся разработкой и имплементацией принципов интеллектуального месторождения: «Умные месторождения» («Smart Fields») в компании Shell, «Месторождение будущего» («Field of the Future») в компании BP и «iFields» в компании Chevron и др. Аналогичные подразделения имеют также крупные национальные нефтяные компании на Ближнем Востоке, в частности Saudi Aramco, Petrobras, Kuwait Oil Company и др. В России в связи со стратегической ролью нефтегазового комплекса в экономике страны предполагается увеличить инвестиционные капиталовложения для внедрения интеллектуальных технологий в данной сфере.

Реализация проектов «умное/интеллектуальное/цифровое месторождение» может осуществляться при проведении мониторинга систем разработки месторождений, синхронном и полном получении информации, использовании математических моделей и адаптации модели на текущее состояние разработки месторождения.

На рисунке приведена схема обвязки участка скважин «интеллектуального» месторождения. Здесь условно изображены все виды наиболее распространенных в нефтяной промышленности типов скважин и способов эксплуатации.

На рисунке на первой слева фигуре схематично изображена скважина, оснащенная электроприводными погружными насосами, к которым относятся: электроцентробежные (УЭЦН), электровинтовые и диафрагменные насосы. Схема определяет все виды производственных работ, производимых на месторождении, как наземные, так и подземные.

Одним из главных направлений повышения качества проектирования, контроля и управления разработкой месторождений углеводородов является применение цифровых постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений (ПДГТМ) [1–3].

Сложность мониторинга систем разработки месторождений является отсутствие единой универсальной технологии применения ПДГТМ, включающие в себя решение задач непрерывного сбора и передачи геолого-технологической информации, автоматизированной адаптации модели на текущее состояние разработки месторождения и оптимизации планирования и оценки эффективности геолого-технических мероприятий.

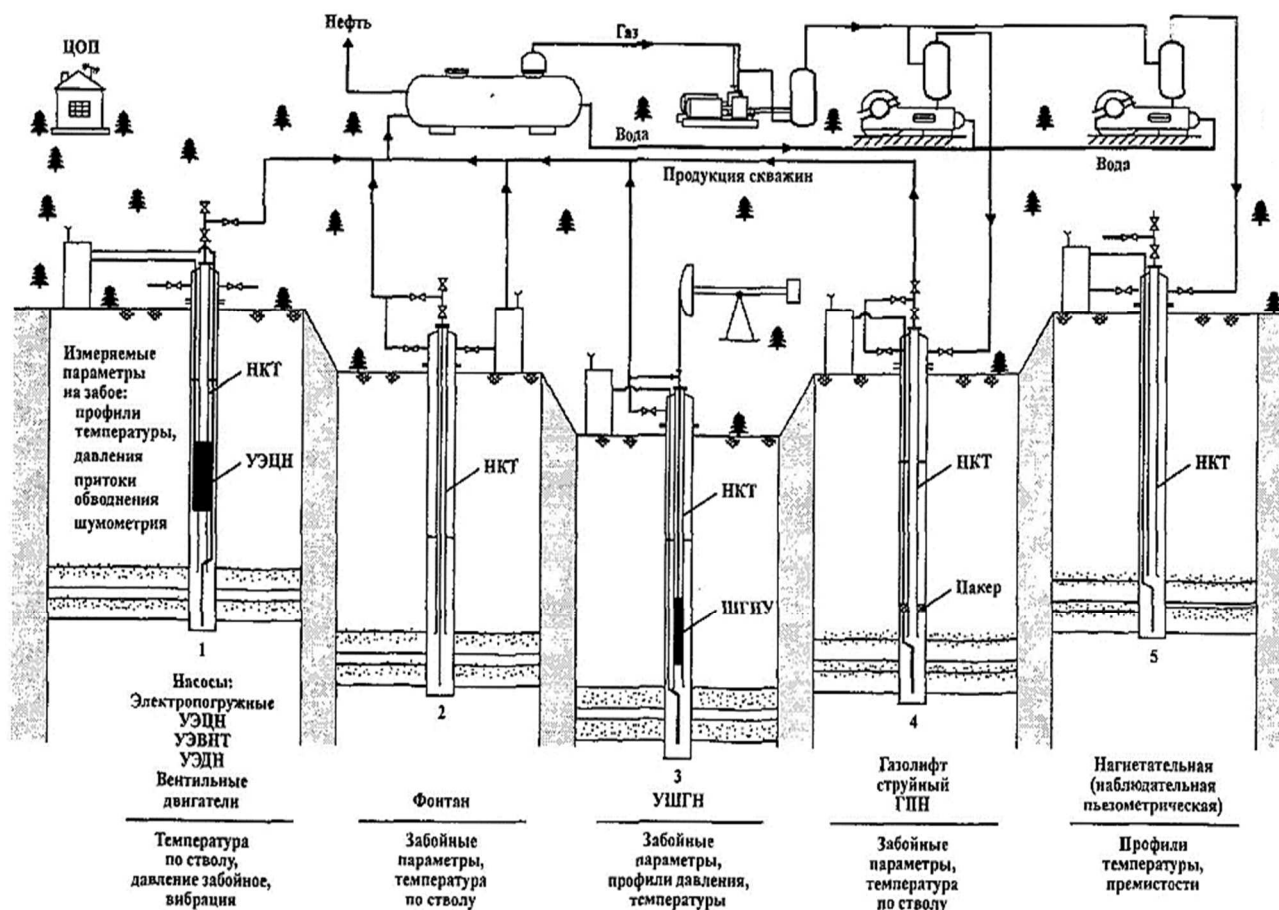


Рисунок – Схема обвязки участка опорных скважин интеллектуального месторождения

В последние годы в нефтяной промышленности в связи с широким внедрением информационных систем, современных технологий исследования скважин, систем регистрации информации объектов разработки, скважин, скважинного оборудования, самих пластов и месторождения в целом возрос интерес к задачам использования математических моделей процессов нефтегазодобычи [1–3].

Моделирование (идентификация) позволяет моделировать процессы, проходящие в пластах, технологические показатели разработки (добычи нефти, жидкости, воды, пластовых и забойных давлений, извлекаемых запасов и т.д.) с использованием геолого-технических и промысловых данных, результатов исследований скважин, параметров оборудования и нефтегазоносных пластов [4].

Моделирование процессов нефтегазодобычи один из атрибутов мониторинга и управления разработкой месторождений нефти и газа. Используются детерминированные методы (алгебраические формулы, интегральные и дифференциальные уравнения и т.д.); вероятностно-статистические методы; стохастические (статические и динамические) методы; интегрированные системы с учетом дополнительной априорной информации, накопленного опыта знаний; экспертные системы (системы с элементами искусственного интеллекта, нейронные сети и т.п.).

Основными задачами моделирования процессов нефтегазодобычи являются:

- а) создание постоянно действующих геолого-технологических моделей разработки месторождений (ПДГТМ);
- б) создание промыслово-технологических моделей (ТПМ) показателей разработки месторождений;
- в) создание интегрированных моделей показателей разработки;
- г) адаптация (настройка) моделей к истории разработки;
- д) прогнозирование показателей разработки месторождений.

Основным средством поддержки принятия решений, применяемым при разработке месторождений, является ПДГТМ.

ПДГТМ – это объемная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объеме резервуара, непрерывно уточняющаяся на основе новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

ПДГТМ обеспечивает возможность эффективного решения следующих задач:

- а) расчет различных вариантов разработки: определение характера и степени выработки запасов на основе анализа полей распределения насыщенности флюидов и удельных остаточных запасов; выявление условий и особенностей продвижения закачиваемых вод;



- б) прогноз темпов отбора добывающих скважин;
- в) оптимизация режимов работы добывающих скважин;
- г) уточнение геологического строения месторождения (залежи) в процессе бурения новых скважин;
- д) планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ) и расчет экономической эффективности их выполнения;
- е) прогноз состояния разработки месторождения при целенаправленном изменении условий разработки продуктивных пластов в рамках запланированных ГТМ.

Вместе с тем аналитический обзор современной научно-технической, нормативной и методической литературы свидетельствует о том, что применение цифровых постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений для повышения эффективности разработки месторождений ограничено рядом факторов, к числу которых относятся:

- а) отсутствие технологии оперативного сбора и хранения геолого-технологической информации о текущем состоянии разработки месторождений;
- б) неавтоматизированная адаптация ПДГТМ на текущее состояние разработки месторождения и, как следствие, низкое качество адаптации;
- в) недостаточная эффективность планируемых и выполняемых ГТМ из-за низкого качества адаптации ПДГТМ;
- г) отсутствие возможности составления оперативных прогнозов состояния разработки месторождения после проведения ГТМ.

Наиболее перспективным направлением преодоления существующей сложности процессов нефтедобычи, недостаточности данных, повышения точности и устойчивости решений является использование систем идентификации с учетом разного рода дополнительной информации, накопленного опыта и знаний. Интегрированные системы идентификации предоставляют возможность объединять математические (физически содержательные) модели (ТПР) и формализованные экспертные оценки лица, принимающего решение, в единую интегрированную систему моделей. Это дает интегральный эффект при решении многообразных задач идентификации и управления [5-7]. В условиях неопределенности основой предлагаемого подхода к моделированию сложных систем нефтегазодобычи является интегрированные системы моделей (ИСМ) вида [5]:

$$\begin{cases} Y^* = F(t, X^*, U^*, \xi) \\ \bar{Z}_j^* = \bar{F}_j(t, Z_j, \eta_j)_{j = \overline{1, m}}, \end{cases} \quad (1)$$

где Y^* , U^* , X^* – реализации выходных Y и входных управляемых и неуправляемых переменных исследуемого объекта U , X ; Z_j^* – реализации выходных переменных моделей объектов аналогов, представляющих дополнительные априорные данные, экспертные оценки и т.д.; F , \bar{F}_j – модели исследуемого объекта разработки и объектов аналогов (в общем случае операторы); ξ , η_j – случайные переменные представляют различные ошибки.

Переменные Z_i объектов-аналогов могут соответствовать переменным объекта разработки, а также представлять параметры, функции (функционалы).

Например, критерий оптимального регулирования разработки имеет вид:

$$U^0 = \arg \min |Y^s(u) - G|,$$

где U^0 – геолого-технические мероприятия, технологические показатели разработки, экономические, экологические факторы.

Для решения задачи мониторинга разработки нефтяных месторождений предлагается использовать интегрированную систему моделей вида:

$$\begin{cases} Q_n^* = Q_n(\alpha) + \xi = f_n(\alpha) + \xi, \\ \bar{S} = S(T, \alpha) + \eta, \bar{\alpha}_l = \alpha + v_l, l = \overline{1, d}, \bar{Q}_{nr} = f(t_n + \tau, \alpha) + \varepsilon, \end{cases} \quad (3)$$

где $Q_n^* = (Q^*(t_i), i = \overline{1, n})$, $f_n(\alpha) = (f(t_i, \alpha), i = \overline{1, n})$ – векторы фактических значений добычи нефти, полученные в процессе разработки месторождений и на основе модели $f(t, \alpha)$ за соответствующие промежутки времени $\Delta t = t_i - t_{i-1}$; $\bar{S} = (\bar{S}_j, j = \overline{1, p})$, $\bar{\alpha}_l = (\bar{\alpha}_{jl}, j = \overline{1, p})$, $l = \overline{1, d}$; $\bar{Q}_{nr} = (\bar{Q}_{nj}(t_n + \tau), j = \overline{1, r})$ – векторы экспертных оценок извлекаемых запасов нефти $S(T, \alpha) = \int_{t_0}^T f(\tau, \alpha) d\tau$ за время разработки T , дополнительных априорных данных о параметрах модели добычи $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ и прогнозных значений добычи нефти, полученных из разных источников информации, например, из проектных технологических документов на разработку месторождений; $\xi, \eta, v_l, \varepsilon$ – векторы случайных величин, представляющие погрешности измерения добычи нефти, ошибки, вызванные неадекватностью модели добычи, ошибки дополнительных априорных сведений и экспертных оценок [5-7].



Актуальной задачей является разработка новых технологий и методов, обеспечивающих возможность непрерывного сбора и хранения геолого-технологической информации, автоматизированной адаптации ПДГТМ, формирования оптимальной стратегии разработки месторождения.

В настоящее время появилась и активно развивается концепция «интеллектуального» месторождения [8–10]. При этом отсутствует технология контроля и управления разработкой, учитывающая структурные особенности «интеллектуального» месторождения, включающего в себя «интеллектуальные» кустовые площадки и «интеллектуальное» заканчивание скважин [3].

«Интеллектуальное» месторождение – это комплекс оборудования кустов скважин, площадок подготовки и хранения нефти и газа, поддержания пластового давления, промысловых трубопроводов, содержащий средства телеметрии для непрерывного сбора технологической информации и ее передачи по вычислительной сети нефтегазового предприятия в центр управления промыслом (ЦУП) для мониторинга:

а) технологических процессов и адаптивного управления разработкой месторождения на основе ПДГТМ;

б) технологических процессов подготовки и перекачки нефти;

в) технологических процессов поддержания пластового давления;

г) состояния сетей трубопроводов и составления прогнозов по возникновению аварийных ситуаций.

Интеллектуальное нефтегазовое месторождение подразумевает под собой систему автоматического управления операциями по добыче нефти и газа, предусматривающую постоянную оптимизацию интегральной модели месторождения и модели управления добычей. Это абсолютно новый класс систем управления активами (производственными фондами) нефтегазодобывающих компаний, построенных на базе формализованной, интегральной модели актива, автоматизированной системой управления, гарантирующей оптимальное управление на всех уровнях предприятия при контроле целей задаваемых владельцами актива [1]. Аналогом термина интеллектуального месторождения являются цифровое нефтяное месторождение, умное месторождение, инструментированное месторождение, месторождение будущего, интегрированное управление операциями на месторождении и др.

«Интеллектуальная» кустовая площадка – это комплекс оборудования куста скважин, включающий в себя добывающие и нагнетательные скважины, электроцентробежные (ЭЦН) и штанговые глубинные (ШГН) насосы, станции управления насосами, водораспределительные батареи (ВРБ) нагнетательных скважин и блок местной автоматики (БМА), содержащий микропроцессорный комплекс, который обеспечивает непрерывный сбор, обработку и передачу технологической информации в центр управления разработкой месторождения.

К современным разновидностям интеллектуальных нефтегазовых технологий можно отнести: «интеллектуальные» скважины – smart wells; новые способы изучения скважин; «интеллектуальные» модели продуктивных пластов; регулирование разработки месторождений нефти и газа.

«Интеллектуальная» скважина – это комплекс наземного и подземного оборудования скважины, включающий в себя погружную и наземную телеметрию (датчики, приборы, микропроцессорные контроллеры) для непрерывного сбора и обработки информации о работе системы «пласт – скважина – насосная установка» и обеспечения функционирования этой системы в заданном режиме автоматически либо при изменении режима функционирования (параметров системы) оператором добычи.

Так в отрасли используются отечественные программные комплексы: «ТРИАС» – система создания геолого-фильтрационной модели (фирма «Венсис»); «Техсхема» – система гидродинамического моделирования – «Сургутнефтегаз»; «Лаура» – система гидродинамического моделирования «ВНИИНефть»; пакеты программ «Интерпретатор-М» – «НИПИ морнефть»; «Testar» – ЗАО «ЦГДИ Информпласт»; «ГидраТест» – РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина; «ГДИ-эффект» – «ЦГЭ» г. Москва; «Гидрозонд» – РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина и др.

Недостатки применения ПДГТМ могут быть в значительной степени устранены в условиях «интеллектуального» месторождения – комплекса оборудования кустов скважин, содержащего средства телеметрии для непрерывного сбора геолого-технологической информации и ее передачи в ЦУП для принятия эффективных решений при управлении разработкой месторождения.

Технологии «интеллектуального месторождения» могут помочь нефтяным и газовым компаниям использовать новые и существующие месторождения по максимуму, достаточно оптимально, сокращая издержки производства и повышая рентабельность.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – Уфа : Гилем, 1999. – 462 с.
2. Костюченко С.В. Мониторинг и моделирование нефтяных месторождений / С.В. Костюченко, В.З. Ямпольский. – Томск : Изд-во НТЛ, 2000. – 246 с.
3. Ладенко А.А., Квашина А.М., Нагайцева А.В. Использование математических моделей процессов нефтегазодобычи // Материалы III Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, преподавателей; г. Армавир, 16–17 ноября 2019 г. – Армавир : РИО АГПУ, 2019. – 320 с.



4. Севостьянов Д.В. Интегрированные системы идентификации показателей разработки нефтяных месторождений / Д.В. Севостьянов, В.Л. Сергеев // Доклады ТУСУР. – 2004. – № 2(10). – С. 87–93.
5. Адаптивные интегрированные системы идентификации и управления. Вопросы проектирования и развития / А.М. Корилов [и др.] // Электронные средства и системы управления: доклады международной научно-практической конференции. Ч. 2. – Томск : Изд-во ИОА СО РАН, 2005. – С. 58–61.
6. Сергеев В.Л. Идентификация систем с учетом априорной информации. – Томск : Изд-во НТЛ, 1999. – 146 с.
7. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации : учебное пособие. – Томск : Изд-во НТЛ, 2004. – 238 с.
8. Маркелов Д.В. «Месторождение на ладони» – инновационный взгляд на перспективу интеллектуальных месторождений // Инженерная практика. – 2010. – № 9. – С. 43–46.
9. «Интеллектуальное» заканчивание: автоматизированное управление добычей / С. Дайер, Я. Эль-Хазиндар, М. Хубер, И. Ро, Д. Рид // Schlumberger. – 2013. – URL : [http://www.slb.ru/userfi-les/file/Oilfield%20Review/2007/winter/1 % 20Intelligent Completion.pdf](http://www.slb.ru/userfi-les/file/Oilfield%20Review/2007/winter/1%20Intelligent%20Completion.pdf) (дата обращения: 09.02.2013).
10. Кравцов М. «Интеллектуальное» месторождение: новые возможности и новые решения // ОЗНА. – 2013. – URL : http://ozna.ru/presscenter/articles/detail.php?SECTION_ID = &ELEM-ENT_ID = 1414 (дата обращения: 09.02.2013).

References

1. Mirzajanzade A.H. Etudes about modeling complex systems of oil and gas production. Nonlinearity, non-equilibrium, heterogeneity / A.H. Mirzajanzade, M.M. Hasanov, R.N. Bakhtzin. – Ufa : Gilem, 1999. – 462 p.
2. Kostiuhenko S.V. Monitoring and modeling of oil fields / S.V. Kostiuhenko, V.Z. Yampolsky. – Tomsk : NTL Publishing House, 2000. – 246 p.
3. Ladenko A.A., Kvashina A.M., Nagaitseva A.V. The use of mathematical models of oil and gas production processes // Proceedings of the III International Scientific Conference of undergraduate, graduate students, teachers; Armavir, November 16–17, 2019. – Armavir : RIO ASPU, 2019. – 320 p.
4. Sevostyanov D.V. Integrated systems for identification of the oil field development indicators / D.V. Sevostyanov, V.L. Sergeev // TUSUR reports. – 2004. – № 2(10). – P. 87–93.
5. Adaptive integrated identification and control systems. Design and development questions / A.M. Korikov [et al.] // Electronic means and control systems: reports of the international scientific and practical conference. – Part 2. – Tomsk : Publishing House of IAO SB RAS, 2005. – P. 58–61.
6. Sergeev V.L. Identification of systems in view of a priori information. – Tomsk : NTL Publishing House, 1999. – 146 p.
7. Sergeev V.L. Integrated Identification Systems : a training manual. – Tomsk : NTL Publishing House, 2004. – 238 p.
8. Markelov D.V. «Palm deposit» – innovative view on perspective of intellectual fields // Engineering practice. – 2010. – № 9. – P. 43–46.
9. «Intelligent» completion: automated production management / S. Dyer, J. ElKhazindar, M. Huber, I. Ro, D. Reid // Schlumberger. – 2013. – URL : [http://www.slb.ru/userfi-les/file/Oilfield % 20Review/2007/winter/1 % 20Intelligent Completion.pdf](http://www.slb.ru/userfi-les/file/Oilfield%20Review/2007/winter/1%20Intelligent%20Completion.pdf) (date of address: 09.02.2013).
10. Kravtsov M. «Intelligent» field: new opportunities and new solutions // OZNA. – 2013. – URL : http://ozna.ru/presscenter/articles/detail.php?SECTION_ID = &ELEM-ENT_ID = 1414 (date of address: 09.02.2013).