

УДК 622.276.43-027.236

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДОВ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Полякова Наталия Игоревна¹,
natashap96@mail.ru

Максимова Юлия Анатольевна¹,
maximovayulia@yandex.ru

Зятиков Павел Николаевич¹,
zpavel@tpu.ru

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

Актуальность исследования обусловлена необходимостью обобщения накопленного опыта и информации по применению общепринятых методов анализа эффективности системы поддержания пластового давления, выявления достоинств и недостатков каждого отдельного метода и формирования рекомендаций по упрощению процесса проведения анализа эффективности при одновременном увеличении глубины и качества анализа, в перспективе обеспечивающих сокращение потерь добычи нефти.

Целью исследования является формирование рекомендаций по совершенствованию процесса анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки.

Объект: южная лицензионная территория Приобского месторождения (Ханты-Мансийский автономный округ).

Методы: сравнительный анализ существующих методов оценки эффективности систем заводнения нефтяных пластов, выявление достоинств и недостатков, формирование комплексного подхода к применению методов анализа эффективности системы заводнения, оценка перспективности применения результатов исследования.

Результаты. Рассмотрена методика оптимизации процесса анализа эффективности системы заводнения нефтяных месторождений путём разделения их на более мелкие гидродинамически замкнутые участки пласта – блоки (ячейки заводнения). Для повышения качества проводимого анализа предложен переход от реактивного подхода диагностики потерь к проактивному подходу, позволяющему предсказать и предотвратить снижение добычи нефти. На основании тенденции к укрупнению участков пласта, подлежащих анализу, по сравнению с традиционными методами анализа, и внедрения проактивного подхода предложен алгоритм повышения эффективности управления базовой добычей – проактивный блочно-факторный анализ. Рассмотрена перспективность применения результатов блочно-факторного анализа на примере одного из блоков Приобского месторождения (Ханты-Мансийский автономный округ). Возможно применение представленного алгоритма анализа для схожих геолого-физических условий других пластов с целью адаптации данной технологии на территории других месторождений.

Ключевые слова:

Месторождение, разработка, нефтеотдача, коэффициент извлечения нефти, заводнение, эффективность, анализ системы заводнения, блочно-факторный анализ, проактивный анализ.

Введение

Первые упоминания в литературе о закачке воды в нефтяной пласт в целях увеличения их нефтеотдачи и оценке эффективности данного мероприятия относятся к концу XIX в. В 1921 г. в США документально было зафиксировано разрешение нагнетания воды в пласт с целью повышения коэффициента извлечения нефти (КИН), а в 40-х гг. заводнение получило широкое применение и на месторождениях СССР.

Начиная с того времени данной теме было посвящено множество исследований. Особенно большой вклад в исследование совершенствования методов управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения внесли Р.Х. Муслимов, М.Л. Сургучёв [1–4]. В последние годы наметилась устойчивая тенденция к комплексному подходу к анализу реализуемой системы заводнения и её совершенствованию, большое внимание которой уделяется в работах А.А. Анкудинова и Л.А. Ваганова [5–10].

Однако не вся закачиваемая в пласт вода совершает полезную работу. Вследствие нарушений целостности цементного камня и колонны, неоднородности

пластов, внутрипластовых перетоков происходят потери воды. Таким образом, появляется необходимость разделять понятия эффективной и неэффективной закачки, учитывая, что в конечном итоге целью заводнения является вытеснение нефти водой из пластов и поддержание при этом пластового давления на заданном уровне. Следовательно, эффективная закачка – это та закачка, которая направлена на увеличение коэффициента охвата пласта воздействием.

Одним из ключевых показателей эффективности системы заводнения и эффективности разработки является компенсация добычи закачкой – отношение закаченного объёма воды к общему объёму добытой жидкости (нефти и воды) [11]:

$$\text{Компенсация} = \frac{Q_{\text{закач}} B_w}{Q_{\text{нефти}} B_o + Q_{\text{воды}} B_w}.$$

где $Q_{\text{закач}}$ – объём закачанной в пласт воды, м³; B_w – объёмный коэффициент воды, м³/м³; $Q_{\text{нефти}}$ – объём добытой нефти, м³; B_o – объёмный коэффициент нефти при начальном и среднем пластовом давлении, м³/м³; $Q_{\text{воды}}$ – объём добытой воды, м³.

Существует два вида компенсации:

- Накопленная – отношение накопленного за весь период разработки объёма воды к общему объёму добытой жидкости:

$$\text{Компенсация (накопл)} = \frac{Q_{\text{закач. накопл}} B_w}{Q_{\text{нефти. накопл}} B_o + Q_{\text{воды. накопл}} B_w},$$

где $Q_{\text{закач. накопл}}$ – объём накопленной за весь период разработки закачанной в пласт воды, м^3 ; B_w – объёмный коэффициент воды, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $Q_{\text{нефти. накопл}}$ – накопленный объём добытой нефти, м^3 ; B_o – объёмный коэффициент нефти при начальном и среднем пластовом давлении, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $Q_{\text{воды. накопл}}$ – накопленный объём добытой воды, м^3 .

- Текущая (годовая, месячная) – отношение текущего (годового, месячного) объёма воды к текущему (годовому, месячному) объёму добытой жидкости:

$$\text{Компенсация (тек)} = \frac{Q_{\text{закач. тек}} B_w}{Q_{\text{нефти. тек}} B_o + Q_{\text{воды. тек}} B_w},$$

где $Q_{\text{закач. тек}}$ – объём закачанной в пласт воды за фиксированный период времени (текущий), м^3 ; B_w – объёмный коэффициент воды, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $Q_{\text{нефти. тек}}$ – текущий объём добытой нефти, м^3 ; B_o – объёмный коэффициент

нефти при начальном и среднем пластовом давлении, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $Q_{\text{воды. тек}}$ – текущий объём добытой воды, м^3 .

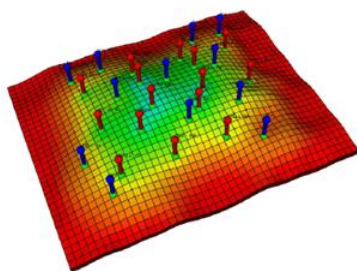
В идеале объёмы отобранной и закачанной жидкости должны совпадать, но вследствие влияния геолого-физических и технологических факторов происходят явления недокомпенсации и перекомпенсации. Перекомпенсация отборов (объёмы закачки больше объёмов добычи) приводит к раннему обводнению и снижению нефтеотдачи, а недокомпенсация (объёмы закачки меньше объёмов добычи) – к снижению пластового давления и, как следствие, потерям добычи нефти.

Своевременное определение проблемных участков обеспечивает эффективную эксплуатацию системы заводнения посредством назначения соответствующих мероприятий на добывающих и нагнетательных скважинах.

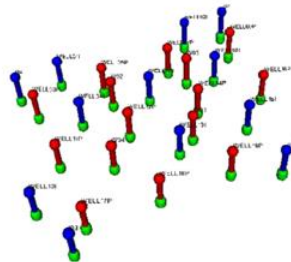
Уровни анализа эффективности заводнения

Одним из главных вопросов, решаемых при проведении анализа эффективности заводнения, является выбор масштаба (определение размеров участка залежи, подлежащей анализу). В зависимости от необходимой детализации показатели эффективности заводнения можно определять для всего месторождения в целом, а можно для каждой скважины отдельно (рис. 1).

Анализ месторождения



Анализ скважин



Анализ блоков

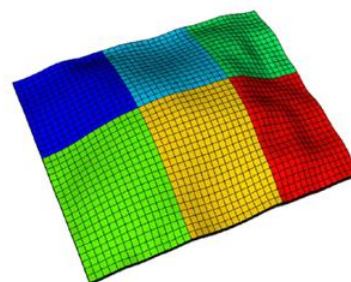


Рис. 1. Уровни анализа эффективности заводнения

Fig. 1. Waterflood efficiency analysis levels

При этом необходимо учитывать, что месторождение в целом характеризуется очень большим количеством параметров, изменяющихся по площади, даже детальной проработки которых будет недостаточно для корректного выделения проблемных зон и составления программ мероприятий, необходимых для повышения нефтеотдачи пластов [12].

Поскважинный анализ позволяет принять обоснованное решение по каждой скважине, но при этом совсем не учитывается гидродинамическая связь и влияние соседних скважин. Помимо этого, процесс такого анализа будет крайне трудозатратным и займёт очень много времени, что повлечёт за собой большие экономические потери.

Ускорить и упростить процедуру анализа эффективности заводнения нефтяных пластов, и при этом обеспечить своевременное реагирование и принятие решений при сохранении качества и глубины анализа, позволит разделение объекта разработки на более мелкие участки пласта – блоки (элементы заводнения)

[13]. Блочный анализ позволяет выявлять ячейки с существенным отклонением контрольных параметров от плановых значений, анализ причин данного отклонения и их последующее устранение путём проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Границы блока должны проходить через нагнетательные скважины, при этом к основным рекомендациям при разделении залежи на участки относятся: выделение гидродинамически замкнутых систем и поиск таких районов залежи, которые легко дифференцируются по геологическим или фильтрационным характеристикам [14].

Лучше всего проводить деление на блоки по результатам трассерных исследований. Для терригенных коллекторов достаточно информации о гидродинамической связи нагнетательных и реагирующих добывающих скважин и распределении фильтрационных потоков в пласте, для карбонатных, помимо этого, также необходимо учитывать геометрию и виды разломов [15, 16].

Для нагнетательных скважин, расположенных на границах блоков, необходимо производить площадное разделение закачки. Для этого вводится специальный показатель – коэффициент участия (КУ) скважин, определяющий долю закачки скважины в общем объеме закачки определенного блока [17].

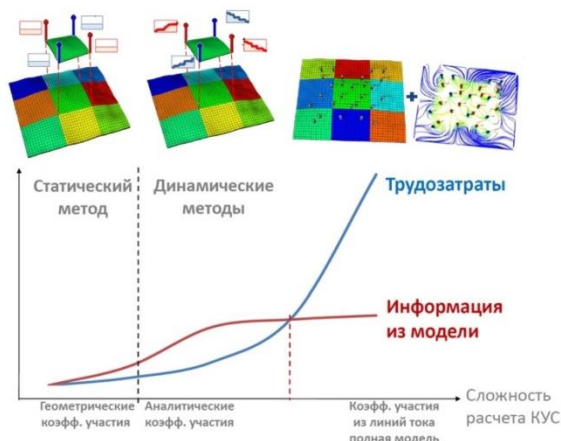


Рис. 2. Виды коэффициентов участия скважин

Fig. 2. Types of well participation rates

Если режимы работы скважин не учитываются, то применяются статические КУ, расчёт которых основан на геометрическом подходе. При данном подходе вклад граничной скважины в каждый блок пропорционален углу, открытому для потока в этот блок. Если происходит учёт изменения режимов работы скважин, то применяются динамические КУ, рассчитываемые аналитическим способом или моделируемые на осно-

вании линий тока [18]. В данном случае вклад граничной скважины в каждый блок пропорционален закачке данного блока (рис. 2).

С увеличением отношения между закачкой соседних блоков растёт отличие динамических коэффициентов участия скважин от статических.

Особенности реализации реактивного блочно-факторного анализа

Целью блочного анализа является оперативное регулирование процесса заводнения, направленное на замедление темпов падения базовой добычи нефти вследствие недокомпенсации отборов закачкой, поддержание пластового давления на заданном уровне, сокращение непроизводительной закачки воды.

Для применения реактивного блочно-факторного анализа (БФА) проводится сбор необходимой информации о режиме эксплуатации каждого блока, выявление проблемных ячеек с потерями добычи нефти, выбор ГТМ в зависимости от типа потерь [19].

Факторный анализ заключается в ранжировании потерь нефти на потери вследствие снижения объёмов добычи жидкости, потери, обусловленные ростом обводнённости добываемой продукции, и потери вследствие сокращения среднего действующего фонда (СДФ) скважин (рис. 3).

Потери нефти по жидкости согласно расчетным значениям пластового давления (по материальному балансу) разделяются на потери по пластовому давлению, потери по забойному давлению и другие.

Потери нефти по обводнённости разделяются на потери по естественному и опережающему обводнению.

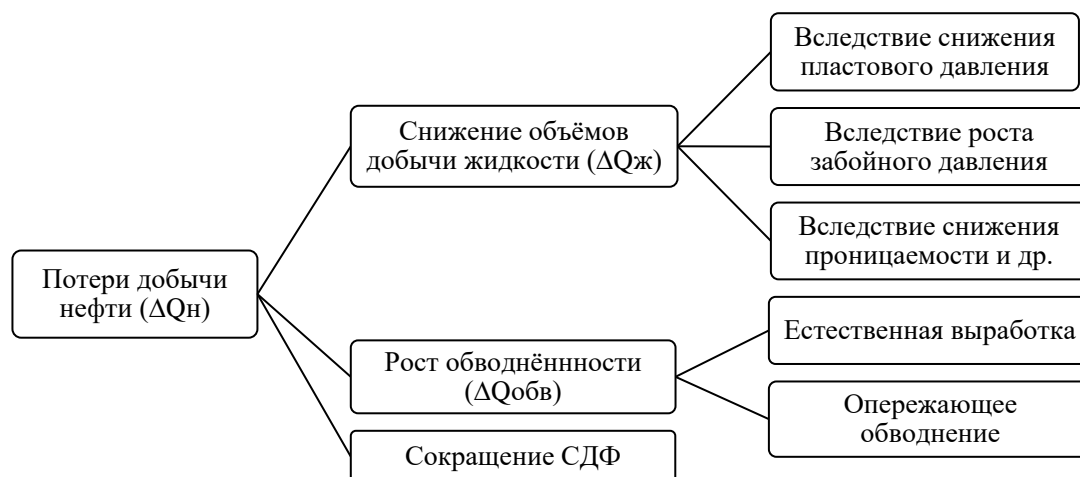


Рис. 3. Факторное разделение потерь добычи нефти

Fig. 3. Factorial separation of oil losses

Методология проактивного блочного анализа

Большая часть месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна вступили в заключительные стадии разработки, для которых характерны снижение темпов добычи и рост процента обводнённости добываемого флюида. В связи с этим недостаточно только реагировать на уже произошедшее событие, повлекшее снижение добычи нефти. Данная

проблема освещалась в работах [20–22], однако в них отсутствуют результаты, на основании которых можно было бы спрогнозировать поведение модели месторождения, используя промысловые данные. Таким образом, необходимо внедрение проактивного подхода, обеспечивающего переход от диагностики причин потерь добычи нефти к анализу и управлению добычей (рис. 4) [11].

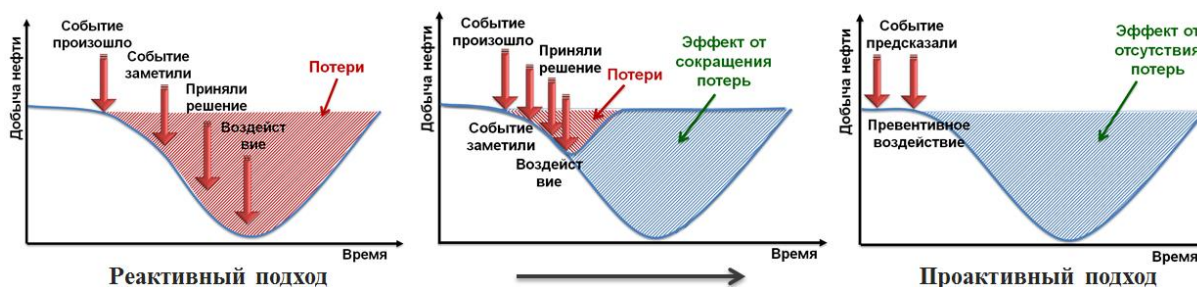


Рис. 4. Сокращение потерь за счёт перехода от реактивного подхода к проактивному

Fig. 4. Reduction of losses due to the transition from a reactive to a proactive approach

Знание геолого-физических параметров залежи и особенностей изменения показателей разработки месторождения позволяет сделать блочно-факторный анализ проактивным, т. е. действовать заранее, моделируя ситуацию, и формировать связанные с ней решения и реакции заблаговременно, а не реагировать на уже произошедшее событие. Таким образом, в основе проактивного физически-содержательного анализа данных лежат [23]:

1. Модель материального баланса.

$$N_p B_o^i = N B_o^{(i-1)} \Delta p_c + W_e + (W_i n_j - W_p) B_w,$$

где N_p – накопленная добыча нефти, м³; B_o^i , B_w – текущий объемный коэффициент соответственно нефти и воды, м³/м³; N – балансовые запасы нефти, м³; B_o^{i-1} – объемный коэффициент нефти на предыдущем шаге, м³/м³; Δp – изменение пластового давления относительно предыдущего, МПа; c_e – эффективная сжимаемость системы, МПа⁻¹; W_e – приток воды из-за контура, м³; W_{inj} , W_p – накопленная соответственно закачка и добыча воды, м³.

2. Адаптированные на историю разработки характеристики вытеснения по блокам – модель вытеснения в слоисто-неоднородном пласте.

$$K_{orf}^m = K_v \left[0,5 - 0,5 \operatorname{erf} \frac{\sigma}{\sqrt{2}} + \operatorname{erf}^{-1} \left(\frac{1 - \frac{F_{wo}}{m}}{1 + \frac{F_{wo}}{m}} \right) + \frac{\tau}{1 + F_{wo}} \right],$$

адаптируемые параметры – коэффициент вытеснения, коэффициент Дикстры-Парсонса, соотношение подвижностей, текущая и стартовая обводненность.

3. Расчетные целевые значения компенсации и закачки по блокам.

4. Детализированный факторный анализ изменения добычи нефти.

Для того, чтобы спрогнозировать дебит жидкости, необходимо учитывать время задержки отклика на изменение режима закачки, которое рассчитывается по формуле на основании значения пьезопроводности пласта и среднего расстояния в элементе заводнения между эксплуатационными и нагнетательными скважинами:

$$\Delta t = \frac{\left(\frac{L}{0,038} \right)^2 \varphi \mu c_t}{k},$$

где L – среднее расстояние в элементе заводнения между добывающими и нагнетательными скважинами, м; φ – пористость, доли ед.; μ – вязкость, Па·с; c_t – общая сжимаемость системы, Па⁻¹; k – проницаемость пласта, м².

Учитывая всё вышесказанное, последовательность проведения проактивного блочного анализа выглядит следующим образом (рис. 5).

Прогноз добычи жидкости и пластового давления выполняется путем совместного решения уравнений материального баланса, фильтрации и PVT-корреляций. При прогнозе считаются суммарные потери жидкости и нефти, текущее пластовое давление, изменение пластового давления, рекомендации по увеличению приёмистости по блоку в целом для сохранения текущего энергетического состояния залежи и целевая компенсация.

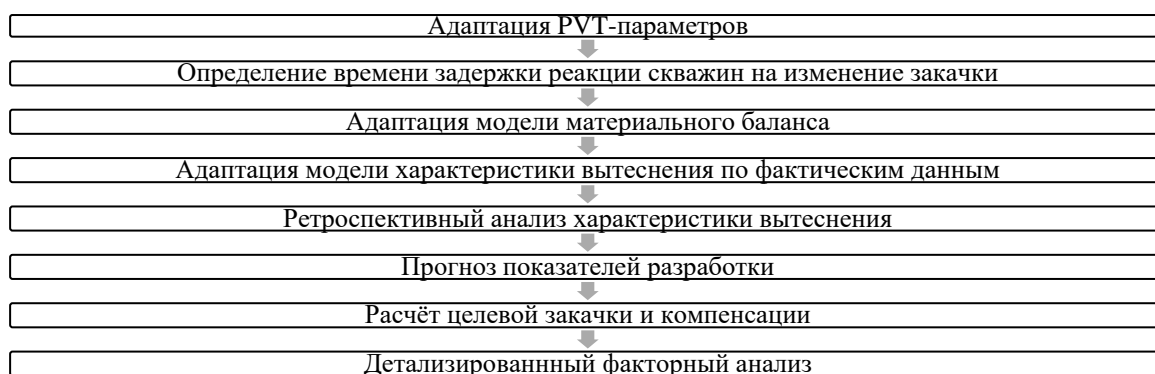


Рис. 5. Последовательность проведения проактивного блочного анализа

Fig. 5. Sequence of proactive block analysis

Перспективность применения результатов проактивного блочного анализа

На рис. 6 представлен пример определения потерь добычи нефти вследствие снижения пластового давления. Целевая компенсация для данной скважины составляет 158 %, а значение текущей компенсации составляет 142 %. В результате можно сделать вывод о недостаточной компенсации отборов закачкой, при этом если не увеличить данный показатель, пластовое давление продолжит снижаться (на рис. 6 прогнозные поведения пластового давления представлено красным цветом).



Рис. 6. Динамика пластового давления по результатам проактивного блочного анализа для элемента заводнения Приобского месторождения (Южная лицензионная территория)

Fig. 6. Dynamics of reservoir pressure according to the results of proactive block analysis for the water-flooding element of the Priobskoe field (Southern license territory)

Фактический прирост добычи нефти по данному элементу заводнения за восемь месяцев за счёт увеличения объёмов добычи жидкости составил 578 т. Известно, что на двух добывающих скважинах, входящих в данный блок, были проведены ГТМ по снижению забойного давления, которые и обеспечили прирост добычи нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во Казанского университета, 2003. – 596 с.
2. Совершенствование систем разработки залежей нефти в трещиноватых карбонатных коллекторах / Р.Х. Муслимов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Абдулмизитов, Р.Т. Фазлыев, Г.С. Абдулмизитов // Научно-технический журнал «Нефтяное хозяйство». – 1996. – № 10. – С. 25–28.
3. Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах. – М.: Недра, 1984. – 215 с.
4. Сургучев М.Л., Симкин Э.М. Факторы, влияющие на состояние остаточной нефти в заводненных пластах // Научно-технический журнал «Нефтяное хозяйство». – 1988. – № 9. – С. 31–36.
5. Анкудинов А.А. Методика анализа эффективности систем заводнения путем оценки распределения закачки // Сборник материалов конференций. XII конференция молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. – Ханты-Мансийск, 2012. – С. 87–91.

Однако результаты прогноза по потерям добычи нефти говорят о существующем снижении пластового давления примерно на 0,7 МПа за восемь месяцев, а прогноз данного показателя свидетельствует о сохранении негативного тренда на дальнейшее снижение пластового давления на 0,3 МПа за последующие три месяца. Потери в таком случае составят 108 т нефти. По результатам проактивного блочно-факторного анализа даны рекомендации по увеличению закачки до целевого уровня.

По результатам проактивного блочно-факторного анализа выявлен негативный характер изменения обводнённости. Оперативная диагностика и проведение мероприятий по выравниванию профилей приемистости в группе скважин позволят снизить темп роста обводнённости, что даст возможность предотвратить большую часть потерь нефти.

Заключение

Основными стратегическими задачами большинства нефтедобывающих предприятий в настоящее время является оптимизация реализуемой системы разработки, увеличение темпов отбора остаточных извлекаемых запасов, достижение максимального коэффициента извлечения нефти при минимальном возможном накопленном водонефтяном факторе, сокращение объёмов непроизводительной закачки.

Все эти задачи решаются посредством внедрения проактивного блочно-факторного анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов. Данный подход позволяет упростить и ускорить процесс анализа, изменить динамику обводнения добываемой продукции, предотвратить потери добычи нефти из-за снижения пластового давления, повысить энергоэффективность, вследствие повышения эффективности закачки воды в нефтяные пласты.

Возможно применение представленного алгоритма анализа для схожих геолого-физических условий других пластов с целью адаптации данной технологии на территории других месторождений.

6. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Совершенствование разработки нефтяных месторождений на основе многофакторного анализа эффективности системы заводнения // Сборник материалов форума «НефтьГазТЭК». Тюменский международный инновационный форум. – Тюмень, 2013. – С. 35–38.
7. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Методика распределения объёмов закачиваемой воды по площади нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2013. – С. 19–24.
8. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Распределение объёмов закачки нагнетательных скважин с учетом влияющих факторов // Известия высших учебных заведений. – 2013. – № 5. – С. 50–54.
9. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А., Сохошко С.К. Комплексный подход к анализу реализуемой системы заводнения и ее совершенствованию // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 48–51.
10. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Анализ эффективности системы заводнения с применением метода материального баланса // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 63–66.
11. Wolkott D. Applied waterflood field development. – Houston: Publ. of Schlumberger, 2001. – 144 p.
12. Oil reservoir waterflooding efficiency evaluation method / A. Suleymanov, A. Abbasov, D. Guseynova, J. Babayev // Article

- in Petroleum Science and Technology. – 2016. – № 34 (16). – P. 1447–1451.
13. Thiele M.R., Batycky R.P., Fenwick D.H. Streamline simulation for modern reservoir-engineering workflows // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – № 1. – P. 64–70.
14. Арсеньевский И.С. Автоматическое построение блоков в управлении внутриконтурным заводнением месторождения нефти на основе иерархического анализа // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2017. – № 8. – С. 10–17.
15. Фомкин А.В. Проблемы и перспективы освоения нефтяных месторождений со сложно построенными карбонатными объектами и залежами фундамента // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 1. – С. 6–12.
16. Алексеева К.О., Байков В.А. Разработка трещиновато-пористых коллекторов с помощью разгазирования нефти: влияние типа смачиваемости породы, размера и формы матричных блоков на коэффициент извлечения нефти // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2017. – № 12. – С. 35–40.
17. Brady P., Krumhansl J. Surface complexation modeling for waterflooding of sandstones // Society of Petroleum Engineers. – 2013. – № 4. – P. 214–218.
18. Streamlines for the target injection calculation in complex field conditions / A. Gladkov, D. Kondakov, R. Gareev, M. Belyanushkina, A. Lvov, I. Arsenevsky // SPE 166874-MS. – 2013. DOI: 10.2118/166874-MS.
19. Геолого-технологический скрининг методов воздействия на пласты / С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.П. Чижов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 2. – С. 51–56.
20. Rezapour A., Ortega A., Ershaghi I. Reservoir waterflooding system identification and model validation with injection/production rate fluctuations // SPE 174052-MS. – 2015. DOI: 10.2118/174052-MS.
21. El-Khatib N.A. Waterflooding performance in inclined communicating stratified reservoirs // SPE 126344-MS. – 2010. DOI: 10.2118/126344-MS.
22. Cao F., Luo H., Lake L.W. Development of a fully coupled two-phase flow based Capacitance Resistance Model (CRM) // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – April 12. – DOI: 10.2118/169485-MS.
23. Проактивный блочный анализ разработки месторождений / А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, А.Ю. Шеремеев, А.С. Маргарит, А.В. Ахметов, Д.Ю. Колупаев, Д.А. Ищук, М.А. Шакиров // ПРОНефть. – 2016. – № 1. – С. 60–67.

Поступила 17.06.2020 г.

Информация об авторах

Полякова Н.И., магистрант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Максимова Ю.А., старший преподаватель 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 622.276.43-027.236

INTEGRATED APPROACH TO APPLICATION OF METHODS FOR ANALYZING THE EFFECTIVENESS OF THE OIL RESERVOIR FLOODING SYSTEM

Natalia I. Polyakova¹,
natashap96@mail.ru

Yulia A. Maksimova¹,
maximovayulia@yandex.ru

Pavel N. Zyatikov¹,
zpavel@tpu.ru

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

The relevance of the study is caused by the need to summarize the accumulated experience and information on application of generally accepted methods for analyzing the effectiveness of the pressure maintenance system, identifying the advantages and disadvantages of each individual method, and formulating recommendations to simplify the efficiency analysis, while increasing the depth and quality of the analysis, which in the future will reduce production losses oil.

The research aim is to formulate recommendations for improving the process of analyzing the effectiveness of the oil flooding system.

The research subject: southern licensed territory of the Priobskoe field (Khanty-Mansi Autonomous Okrug).

The research methods: correlation analysis of existing methods of evaluation of water-flooding oil reservoirs, identification of strengths and weaknesses, development of an integrated approach to the use of methods of analysis of effectiveness of waterflood, and assessment of prospects of application of research results.

The research results. The paper discusses a methodology for optimizing the process of analyzing the effectiveness of a waterflooding system for oil fields by dividing them into smaller hydrodynamically closed sections of the reservoir – blocks (waterflood cells). To prevent loss of quality of the analysis, a transition from a reactive approach to diagnosing losses to a proactive one is proposed, which allows predicting and preventing a decrease in oil production. Based on the tendency to enlarge the sections of the reservoir to be analyzed, in comparison with traditional methods of analysis, and implement a proactive approach, an algorithm is proposed to increase the efficiency of base production management – proactive block factor analysis. The prospects of applying the results of block-factor analysis on the example of one of the blocks of the Priobskoe field (Khanty-Mansi Autonomous Area) is considered. It is possible to adapt the presented analysis algorithm to the necessary geological and physical conditions of other layers in order to adapt this technology in other oil and gas provinces.

Key words:

Oilfield, development, oil recovery, oil recovery coefficient, waterflooding, efficiency, analysis of the waterflooding system, block factor analysis, proactive analysis.

REFERENCES

1. Muslimov R.Kh. *Sovremennye metody upravleniya razrabotkoy neftyanykh mestorozhdeniy s primeneniem zavodneniya* [Modern methods of management of oil field development using flooding]. Kazan, Kazan University Publ. house, 2003. 596 p.
2. Muslimov R.Kh., Suleymanov E.I., Abdulmazitov R.G., Fazlyev R.T., Abdulmazitov G.S. *Sovershenstvovanie sistem razrabotki zalezhey nefti v treshchinovatykh karbonatnykh kolektorakh* [Improving systems for developing oil deposits in fractured carbonate reservoirs]. *Oil economy*, 1996, no. 10, pp. 25–28.
3. Surguchev M.L., Zheltov Yu.V., Simkin E.M. *Fiziko-khimicheskie mikroprotsessy v neftegazonnykh plastakh* [Physical and chemical micro-processes in oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 215 p.
4. Surguchev M.L., Simkin E.M. *Faktory, vliyayushchie na sostoyanie ostatnochnoy nefti v zavodnennykh plastakh* [Factors affecting the state of residual oil in waterlogged reservoirs]. *Oil economy*, 1988, no. 9, pp. 31–36.
5. Ankudinov A.A. *Metodika analiza effektivnosti sistem zavodneniya putem otsenki raspredeleniya zakachki* [Methodology for analyzing the effectiveness of flooding systems by evaluating the distribution of injection]. *Sbornik materialov konferentsy. XII konferentsiya molodykh spetsialistov, rabotayushchikh v organizatsiyakh, osushchestvlyayushchikh deyatelnost, svyazannuyu s ispolzovaniem uchastkov neдр na territorii Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga–Yugry* [Collection of conference materials, XII conference of young professionals working in organizations engaged in activities related to the use of subsurface areas in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug–ugra]. Khanty-Mansiysk, 2012. pp. 87–91.
6. Ankudinov A.A., Vaganov L.A. *Sovershenstvovanie razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy na osnove mnogofaktornogo analiza effektivnosti sistemy zavodneniya* [Improving the development of oil fields on the basis of multi-factor analysis of the effectiveness of the flooding system]. *Sbornik materialov foruma «NeftGaz-TEK». Tyumenskiy mezhdunarodnyy innovatsionnyy forum* [Collection of materials of the forum «Neftgaztek». Tyumen international innovation forum]. Tyumen, 2013. pp. 35–38.
7. Ankudinov A.A., Vaganov L.A. *Metodika raspredeleniya obemov zakachivaemoy vody po ploshchadi neftyanogo mestorozhdeniya* [Method of distribution of volumes of pumped water over the area of an oil field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, Geophysics and development of oil and gas fields]. Moscow, VNIIOENG, 2013. pp. 19–24.
8. Ankudinov A.A., Vaganov L.A. *Method of distribution of pumped water over the entire area of an oil deposit with determination of influencing factors. Problems of increasing the efficiency of oil field development at a late stage*, 2013, no. 5, pp. 165–168.
9. Ankudinov A.A., Vaganov L.A., Sohoshko S.K. *A comprehensive approach to the analysis of realizing flooding system and its improvement. Neftyanoe hozyaystvo*, 2016, no. 8, pp. 48–51.
10. Ankudinov A.A., Vaganov L.A. *Analiz effektivnosti sistemy zavodneniya s primeneniem metoda materialnogo balansa* [Analysis of the efficiency of the plant system using the material balance method]. *Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, 2014, no. 10, pp. 63–66.
11. Wolkott D. *Applied waterflood field development*. Houston, Publ. of Schlumberger, 2001. 144 p.

12. Suleymanov A., Abbasov A., Guseynova D., Babayev J. Oil reservoir waterflooding efficiency evaluation method. *Article in Petroleum Science and Technology*, 2016, no. 34 (16), pp. 1447–1451.
13. Thiele M.R., Batycky R.P., Fenwick D.H. Streamline simulation for modern reservoir-engineering workflows. *Society of Petroleum Engineers*, 2010, no. 1, pp. 64–70.
14. Arsenevsky I.S. Avtomaticheskoe postroenie blokov v upravlenii vnutrikonturnym zavodneniem mestorozhdeniya nefti na osnove ierarkhicheskogo analiza [Automatic construction of blocks in the management of intra-circuit flooding of the oil field on the basis of hierarchical analysis]. *Automation, telemekhanization and communication in the oil industry*, 2017, no. 8, pp. 10–17.
15. Fomkin A.V. Problemy i perspektivy osvoeniya neftyanykh mestorozhdeniy so slozhno postroennymi karbonatnymi obektami i zalezhami fundamenta [Problems and prospects of development of oil fields with complex constructed carbonate objects and Foundation deposits]. *Oilfield business*, 2017, no. 1, pp. 6–12.
16. Alekseeva K.O., Baykov V.A. Development of fractured-porous reservoirs using oil degassing: influence of rock wettability type, size and shape of matrix blocks on oil recovery coefficient. *Automation, telemekhanization and communication in the oil industry*, 2017, no. 12, pp. 35–40.
17. Brady P., Krumhansl J. Surface complexation modeling for waterflooding of sandstones. *Society of Petroleum Engineers*, 2013, no. 4, pp. 214–218.
18. Gladkov A., Kondakov D., Gareev R., Belyanushkina M. Streamlines for the target injection calculation in complex field conditions. *SPE 166874-MS*, 2013. DOI: 10.2118/166874-MS.
19. Yaskin S.A., Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinsky G.S., Chizhov A.P. Geological and technological screening of impact methods on reservoirs. *Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, 2018, no. 2, pp. 51–56.
20. Rezapour A., Ortega A., Raghi I. Reservoir waterflooding system identification and model validation with injection/production rate fluctuations. *SPE 174052-MS*, 2015. DOI: 10.2118/174052-MS.
21. El-Khatib N.A. Waterflooding performance in inclined communicating stratified reservoirs. *SPE 126344-MS*, 2010. DOI: 10.2118/126344-MS.
22. Cao F., Luo H., Lake L.W. Development of a fully coupled two-phase flow based capacitance resistance model (CRM). *SPE 169485-MS*, 2014. DOI: 10.2118/169485-MS.
23. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Ereemeev A.Yu., Margarit A.S., Akhmetov V.A., Kolupaev D.Y., Ishchuk D.A., Shakirov M.A. Proactive block analysis of field development. *«PRONefti» Magazine*, 2016, no. 1, pp. 60–67.

Received: 17 June 2020.

Information about the authors

Natalia I. Polyakova, master student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Yulia A. Maksimova, senior lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University.

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