

Программное обеспечение технологии системного воздействия на пласт

Software for the system technology of reservoir stimulation

A.V. Fomkin¹, A.M. Petrakov¹, R.R. Rayanov¹, E.N. Baikova¹,
V.V. Galushko¹, A.K. Podolskiy¹

¹VNIINEFT JSC, RF, Moscow

E-mail: RRayanov@vniineft.ru

Keywords: system-targeted approach, system technology of reservoir stimulation, software, selection of candidate wells, automatization, planning of targeted programs for geotechnical operations, water injection profile leveling, enhanced oil recovery (EOR)

The article is devoted to the current possibilities and prospects of the computer-automated algorithm of programs planning for geotechnical operations and EOR. Tendencies towards digitalization of all business processes in the oil industry predetermined the creation of software for the system technology of reservoir stimulation (STRS-software). The urgency and necessity of this software product as an effective tool to increase the efficiency of programs planning for geotechnical operations and EOR and reduce the risk of errors due to the influence of the human factor are substantiated. The results of the literary review of existing software products for the selection of candidate wells for geotechnical operations and EOR are presented. Their main advantages and disadvantages are identified, which justifies the need to develop software for the computer-automated algorithm of programs planning for geotechnical operations and EOR based on a system-targeted approach. Article contains a description of some elements of the graphical interface of STRS-software. The main algorithms of STRS-software for the selection of candidate wells are based on automated loading of initial data, search and visualization of promising areas to perform geotechnical operations and EOR on the map, multiple factor analysis and diagnostics of the current field development status, identify reasons for the decline in the effectiveness of the fields development, selection of targeted technologies and the planning of targeted programs for geotechnical operations and EOR. The main advantages of STRS-software are listed to the results of software testing on the example of the for water injection profile leveling programs planning. Reduction of labor costs amounted to 35% compared with the same work, but performed in manual mode.

Основные цели проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) и применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) – стабилизация базовой добычи нефти и прирост текущих извлекаемых запасов (ТИЗ). При этом наиболее важными задачами будут являться оперативность процесса формирования/переформирования программ ГТМ и МУН и системный подход к подбору скважин-кандидатов. Сущность такого подхода заключается в том, что все мероприятия по применению как технологий обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта, так и методов повышения нефтеотдачи пластов необходимо осуществлять исходя из анализа имеющихся проблем и текущего состояния разработки залежи с учетом конкретных условий не только отдельных скважин, но и участков и объектов разработки в целом [1–3].

А.В. Фомкин¹, К.Т.Н.,
А.М. Петраков¹, Д.Т.Н.,
Р.Р. Раянов¹, К.Т.Н.,
Е.Н. Байкова¹, К.Г.-М.Н.,
В.В. Галушко¹,
А.К. Подольский¹

¹АО «ВНИИнефть»

Адрес для связи: RRayanov@vniineft.ru

Ключевые слова: системный подход, системное воздействие, программное обеспечение, алгоритмы подбора геолого-технических мероприятий (ГТМ), автоматизация, формирование программ ГТМ, методы увеличения нефтеотдачи (МУН), выравнивание профиля приемистости (ВПП)

DOI: 10.24887/0028-2448-2019-3-102-106

При всей значимости процесса отбора скважин-кандидатов сам выбор мероприятия остается во многом слабоформализованной задачей, поэтому в данной работе рассматривается автоматизированный алгоритм принятия решения о выборе скважин-кандидатов для проведения ГТМ и применения МУН, разработанный в АО «ВНИИнефть». Цель алгоритма – оптимизация процесса формирования программ ГТМ и МУН и снижение риска возникновения ошибок из-за влияния человеческого фактора. Создание данного алгоритма инициировали следующие факторы:

- низкая оперативность оценки потенциала скважин-кандидатов по объему и эффективности применения ГТМ и МУН в целом по месторождению/залежи с ранжированием мероприятий;
- большие затраты времени на рутинные работы при использовании аналитических методик ручного подбора скважин-кандидатов, обработке полученных результатов;
- применение разнонаправленных технологий в одних и тех же скважинах/участках;
- потребность в большом наборе информации в исходных базах данных, качество и наполнение которых позволяет автоматизировать систематизацию данных;
- необходимость оперативного учета постоянных изменений и корректировок программ ГТМ и МУН во время их реализации.

Обзор существующих программных продуктов

Проведенный анализ литературных источников показал, что в настоящее время имеется достаточное число качественных и интересных компьютерных разработок различного вида, в которых реализованы алгоритмы подбора скважин-кандидатов для проведения ГТМ и применения МУН. Анализируемые программные комплексы условно разделены авторами статьи на три основные группы.

1. Программы, которые напрямую связаны с гидродинамическим моделированием. К ним относятся EORt в Petrel и RezView в Roxar [4]. Наличие актуальной гидродинамической модели (ГДМ) при планировании ГТМ и использовании МУН значительно повышает точность прогнозных расчетов. В то же время чувствительность к исходным данным, отсутствие оперативности вычислительных операций не позволяют просто и быстро выявлять причины снижения дебитов в системе скважин и соответственно формировать и корректировать программы ГТМ и МУН с помощью ГДМ. На старых месторождениях могут вообще отсутствовать действующие адаптированные ГДМ. Помимо этого, инструмент полномасштабного гидродинамического моделирования предназначен для прогнозов на среднесрочную и долгосрочную перспективы.

2. Корпоративное программное обеспечение (ПО), разработанное на различных платформах непосредственно в нефтяных компаниях и институтах. К данной группе программ относятся: «База Данных» [5]; симулятор ОАО «Сургутнефтегаз» [6]; АРМ геолога «Лазурит» [7]; модель на базе Visual Basic Microsoft Excel [8]; информационная система «Подбор ГТМ» [9].

Основные преимущества используемых подходов в данных программных продуктах заключаются в том, что в них учитываются практически все геологические и технико-экономические характеристики. Однако это накладывает ряд ограничений на объем хранимой информации и ее наличие в целом. При всех достоинствах и уникальности указанных продуктов следует отметить узкую линейку подбираемых видов ГТМ. Данные компьютерные программы позволяют оценить потенциал, получить ранжированный список скважин-кандидатов только лишь по гидроразрыву пласта (ГРП), зарезке бокового ствола, переводу на вышележащий горизонт. В приведенных программных продуктах отсутствуют модули по формированию программ работы с нагнетательным фондом скважин, физико-химическому воздействию, оптимизации глубиннонасосного оборудования, комплексных программ воздействия на скважины/группы скважин/участки различными технологиями и др.

3. Отдельные модули, которые внедрены в крупные экспертно-аналитические программные комплексы. Например, блок «Анализ источника обводнения» в NGT-Smart [10]; программные продукты PrognozRNM, программный комплекс «АТЛАС – Эффективность ГТМ» и «EOR Effect+» – предназначены для определения фактической или прогнозной технологической эффективности ГТМ и МУН [11–13]. Данные модули, созданные для автоматизации расчета технологического эффекта, определения источника обводнения и построения графиков показателей разработки, не способны самостоятельно формировать системно-адресные программы ГТМ и МУН.

Программное обеспечение технологии системного воздействия на пласт

ПО технологии системного воздействия на пласт (ПО «СВП») – это прикладная комплексная программа автоматизации и алгоритмизации подбора скважин/участков-кандидатов на основе многофакторного анализа и диагностики ключевых показателей разработки месторождения. Данное ПО, предназначенное для работы с базовым фондом скважин, обеспечивает переход от диагностики причин потерь базовой добычи к повышению эффективности управления ею. Код ПО написан в 64-битной программе Microsoft Visual 2010 на языке C++ с использованием пакета статических библиотек Qt 5.5.1.

В компьютерном коде ПО «СВП» реализован принципиально новый подход, который автоматизирует полный спектр работ по адресному подбору скважин/участков-кандидатов для проведения ГТМ и применения МУН, оставляя инженеру только экспертный анализ предложенных скважин-кандидатов и потенциальных участков. В настоящее время подготовлен и проходит тестирование первый блок – формирование программ выравнивания профиля приемистости (ВПП). Например, при подготовке адресной программы ВПП для одного из многопластовых месторождений Западной Сибири вначале проводился программный анализ промысловых данных 424 скважин всего базового нагнетательного фонда, после чего для включения в программу ВПП специалист проанализировал только 59 программно обоснованных скважин-кандидатов с конкретно подобранными технологиями.

Программа включает шесть основных этапов формирования программ ГТМ и МУН.

Этап 1. Подготовка исходных данных. На этом этапе выполняется выгрузка из базы данных недропользователя всей необходимой информации, которая конвертируется в нужный формат и загружается в ПО «СВП». Реализован обмен с базами данных из программных комплексов NGT-Smart и БАСПРО.

Этап 2. Расчет комплексного параметра и визуализация (картирование) перспективных районов для проведения ГТМ и применения МУН. Наиболее статистически устойчивыми являются взаимосвязи между эффективностью МУН и параметрами участка, характеризующими неоднородность свойств коллектора и величину текущих извлекаемых запасов нефти. В ПО «СВП» введен комплексный параметр F , который рассчитывается с применением двухслойной модели реального пласта для каждой добывающей и нагнетательной скважины,

$$F = (F_1 + F_2 + F_3) F_4, \quad (1)$$

где F_1, F_2, F_3 – параметры послойной неоднородности пласта, вычисляемые исходя из безразмерных параметров проницаемости и толщины высокопроницаемого и низкопроницаемого слоев двухслойной модели пласта; F_4 – параметр ТИЗ.

Увеличение значения F свидетельствует о потенциальной эффективности планируемых к применению на участке МУН.

Начальные (НИЗ) и текущие извлекаемые запасы нефти по скважинам подгружаются из базы данных объекта либо рассчитываются в автоматическом режиме

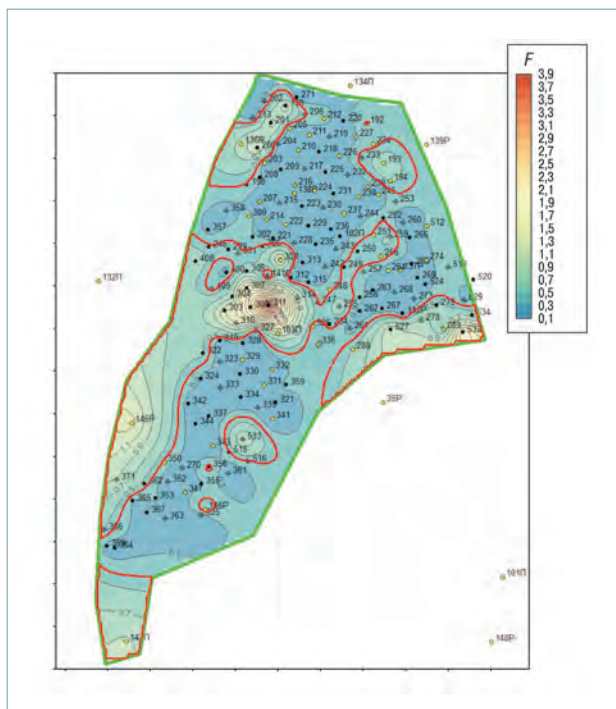


Рис. 1. Примеры визуализации в ПО «СВП»: картирование перспективных районов

через прогнозную обводненность по тренду водонефтяного фактора $ln(VHФ)$. Используя данные о запасах нефти, получаем реальное представление о потенциале скважины.

Выделенные на данном этапе участки с потенциалом повышения базовой добычи нефти (рис.1) можно более детально проанализировать с применением гидродинамического моделирования. По этим участкам возможно построение небольших секторных моделей, в результате трехмерное моделирование становится более оперативным, предметным и менее трудозатратным.

Этап 3. Диагностика текущего состояния разработки участка. Работы на данном этапе выполняются с применением диагностических графиков [14] и результатов анализа достижения потенциального деби-

та по каждой добывающей скважине. Расчеты направлены на выявление основных причин снижения эффективности разработки, к которым относятся:

- увеличение обводненности продукции скважин;
- низкий охват пластов вытесняющим агентом по разрезу/площади;
- недостижение потенциала по целевому забойному давлению $P_{заб}$;
- недостижение потенциала по целевому давлению закачки $P_{зак}$;
- положительный скин-фактор.

По построенным для каждой добывающей скважины диагностическим графикам можно установить причины обводнения и подобрать технологии для его локализации. В настоящее время данная операция выполняется в полуавтоматическом режиме.

Этап 4. Выбор адресной технологии. После определения причин снижения эффективности разработки программа подбирает адресные технологии воздействия на скважины и/или проблемные участки пласта на основе алгоритмов совместимости причин снижения эффективности разработки и критериев применения технологий (рис. 2).

Этап 5. Формирование адресных программ системного воздействия на пласт. На данном этапе выполняются систематизация и визуализация проведенных и планируемых мероприятий.

Планируемые мероприятия отображаются на специальном планшете (рис. 3), который включает: карту месторождения с отображением скважин/участков-кандидатов; сводную таблицу данных; графический материал с динамикой технологических показателей. Это необходимо специалисту для оценки и окончательного утверждения программы ВПП.

Этап 6. Оценка экономической эффективности планируемых работ. Данный расчет выполняется в ПО «СВП» в автоматическом режиме на основе экономических показателей за анализируемый период с учетом динамики цены на нефть марки Urals, курса доллара США к рублю (ЦБ РФ), налога на добычу полезных ископаемых, экспортных пошлин, транспортных расходов на экспорт нефти, стоимости реализации технологий, тарифов электроэнергии и др.

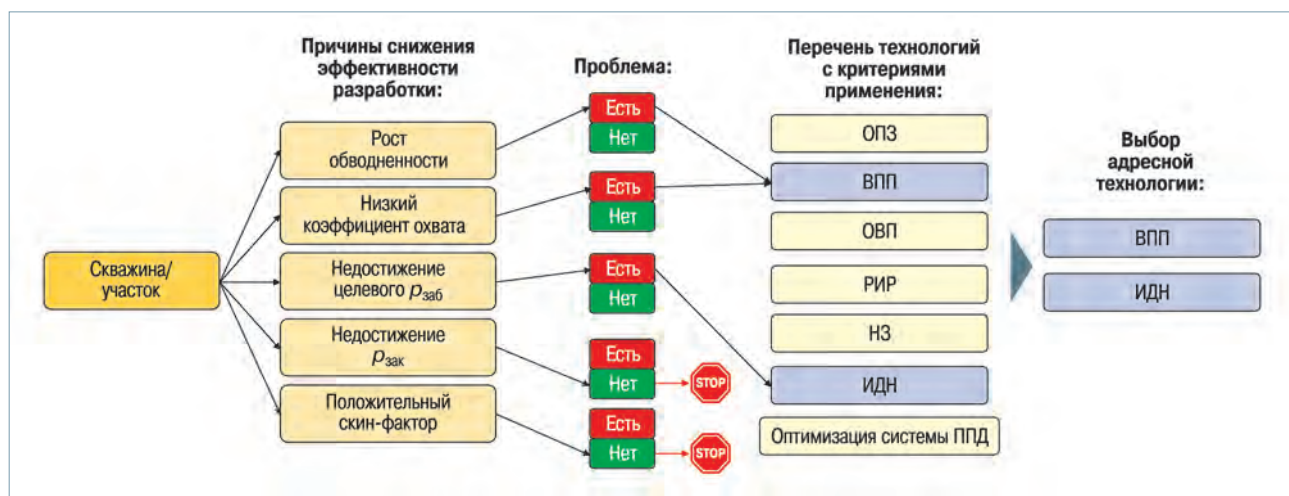


Рис. 2. Алгоритм выбора адресной технологии (ОПЗ – обработка призабойной зоны; ИДН – интенсификация добычи нефти; РИР – ремонтно-изоляционные работы; ОВП – ограничение водопритока; ППД – поддержание пластового давления; НЗ – нестационарное заводнение)

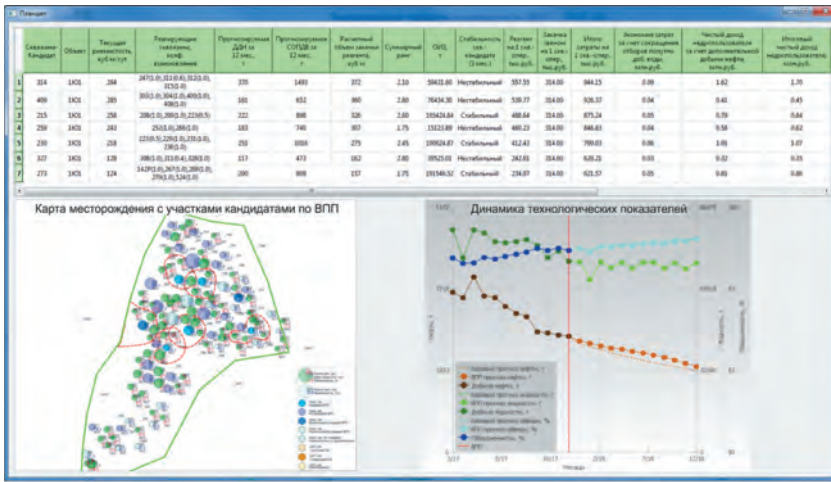


Рис. 3. Пример планшета по формированию программы ВПП залежи

Необходимо отметить, что все шесть этапов расчетов в ПО «СВП» автоматически пересчитываются на любую дату при получении от недропользователя ежемесячных данных.

Тестирование ПО «СВП»

В настоящее время в ПО «СВП» подготовлен и проходит тестирование блок формирования программ ВПП. В процессе тестирования выявляются и устраняются ошибки, а также проверяется соответствие уже проведенных операций по применению МУН, выбранных вручную, этим же операциям, но выбранным по алгоритмам ПО «СВП». Данное ПО, обладая высокой вычислительной мощностью, позволяет подбирать скважины-кандидаты для ВПП в максимально сжатые сроки вне зависимости от числа скважин и размеров месторождения.

По результатам первых тестирований в ПО «СВП» трудозатраты по основным этапам формирования программы ВПП снизились на 35 % по сравнению с трудозатратами при выполнении этой же работы вручную. При дальнейшей отладке процессов этот показатель увеличится.

После обнаружения, локализации и устранения всех ошибок предусмотрена реализация в ПО «СВП» алгоритмов выбора технологий, таких как ОПЗ, ОВП, РИР, НЗ, ИДН и др. На рис. 4 в качестве примера приведена блок-схема алгоритма формирования программы ВПП по залежи. По каждой нагнетательной скважине, соответствующей критериям стабильности режима и необходимой приемистости, формируется участок с выбором реагирующих скважин и распределением процентной доли реагирования по каждой скважине. Далее анализируется технологическое состояние участка с построением интерактивных графиков, ранжированием всех участков и про-

веркой «стабильности» участка – кандидата для ВПП. По каждому участку рассчитывается прогноз базовой добычи по тренду добычи нефти и прогноз обводненности по тренду ВНФ.

Технологическая эффективность прогнозируется на основе статистики ранее выполненных обработок, при отсутствии этой информации прогноз осуществляется с использованием данных по месторождениям-аналогам. Всего в базе АО «ВНИИнефть» содержится информация по более чем 2 тыс. проведенным обработкам по ВПП с использованием 48 технологий за 13 лет для группы пластов АВ, БВ, ЮВ месторождений Западной Сибири.

В программе все этапы расчетов автоматизированы и сопровождаются визуализацией в графическом интерфейсе

(рис. 5, 6). В итоге специалист получает готовую программу работ по ВПП по всему месторождению для последующей экспертной оценки (см. рис. 3).



Рис. 4. Блок-схема алгоритма формирования программы ВПП в ПО «СВП»

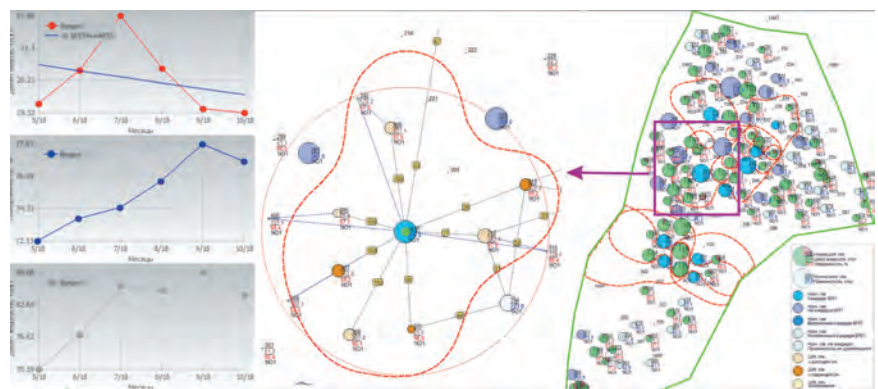


Рис. 5. Фрагмент визуализации формирования участка в ПО «СВП»

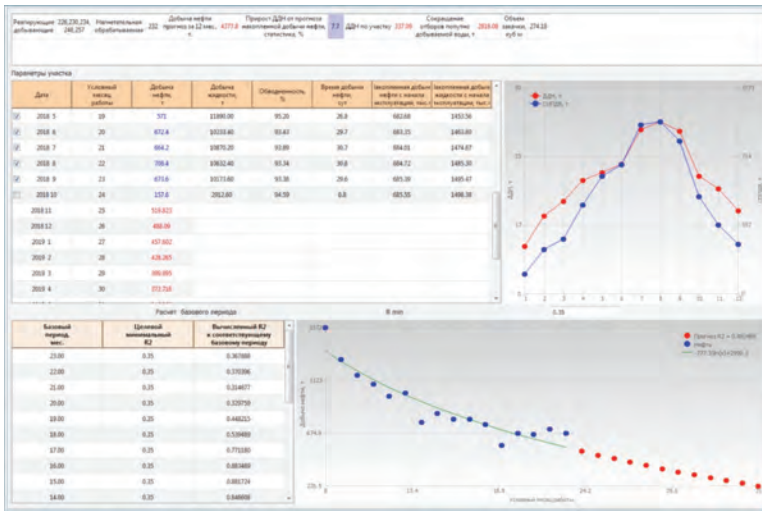


Рис. 6. Фрагмент визуализации расчета дополнительной добычи нефти в ПО «СВП»

Выводы

1. Накопленный специалистами АО «ВНИИнефть» многолетний опыт применения системного подхода к разработке месторождений углеводородов [15] и тенденции цифровизации всех бизнес-процессов нефтяной отрасли предопределили создание программного обеспечения технологии системного воздействия на пласт (ПО «СВП»).

2. По результатам тестирования алгоритмов формирования адресных программ ВПП достигнуты следующие результаты:

- повысилась производительность процесса формирования программ мероприятий, трудозатраты сократились на 35 %;
- появилась возможность оперативно вносить изменения в программы мероприятий с учетом технических и технологических ограничений без нарушения принципов системного подхода;
- повысились качество и объективность выбора ГТМ и МУН;
- увеличилась устойчивость прогноза технологической эффективности ГТМ и МУН;
- обеспечена готовность работать с любым числом базовых скважин заказчика.

Список литературы

1. Пат. № 2513787 РФ. Способ разработки нефтяной залежи на основе системно-адресного воздействия / Д.Ю.Кряев, С.А.Жданов, А.М.Петраков; заявитель и патентообладатель ОАО «ВНИИнефть». – № 2012144091/03; заявл. 17.10.12, опублик. 20.04.14.
2. РД 39-0147035-254-88Р. Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений Главтюменнефтегаза. – М.-Тюмень-Нижневартовск, 1988. – 236 с.
3. Петраков А.М. Научно-методические основы применения технологий адресного воздействия для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти (на примере месторождений Западной Сибири): дисс. ... д-ра техн. наук. – М.: ОАО «ВНИИнефть», 2010. – 263 с.
4. Розова А.Р., Сафьянников И.М. Опыт подбора методов увеличения нефтеотдачи с помощью модуля EORt программного комплекса Petrel компании «Шлюмберже» для юрских пластов Западной Сибири / Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 4. – С. 26–31.
5. Шумилов В.А., Шумилов А.В., Наугольных О.В. Программное обеспечение по выбору методов регулирования разработки нефтяных месторождений // Вестник «Горное Эхо». – 2007. – № 4. – С. 47–52.
6. Ходанович Д.А., Малкош Р.В. Экспресс-метод оценки состояния разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 84–87.

7. Султанов А.С., Латифуллин А.С. Автоматизированный подбор скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пластов на АРМ геолога «Лазурит» // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 48–51.

8. Галаутдинов И.М., Череповитсын А.Е. Комплексный подход к подбору скважин-кандидатов для проведения ГТМ (на примере восточного участка Оренбургского НГМК) // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 7. – С. 23–33.

9. Создание цифровых информационных систем для оптимизации процесса формирования комплексных программ геолого-технических мероприятий / А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, Р.Р. Гильманов (и др.) // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 77–81.

10. Шорохов А.Н., Азаматов М.А. Внедрение программного модуля оперативной диагностики источника обводнения на нефтяных добывающих скважинах // Георесурсы. – 2013. – № 2. – С. 11–14.

11. Поплыгин В.В., Галкин С.В. Прогнозная экспресс-оценка показателей разработки нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 3. – С. 112–115.

12. <http://www.togi.ru/content/atlas>

13. <http://eor-soft.com/eor.html>

14. Chan K.S. Water control diagnostic plots // SPE 30775-1995.

15. 10 лет эффективного сотрудничества науки и производства в сфере увеличения нефтеотдачи. Перспективы нового уровня отраслевого взаимодействия / А.М. Петраков, Е.Н. Байкова, Р.Р. Раянов (и др.) // Тезисы докладов XVIII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». – Тюмень, 2018.

References

1. Patent no. 2513787 RF. Method for oil deposit development based on system address action, Inventors: Kryaev D.Yu, Zhdanov S.A., Petrakov A.M.
2. RD 39-0147035-254-88R. Rukovodstvo po primeneniyu sistemnoy tekhnologii vozdeystviya na neftyanye plasty mestorozhdeniy Glavyumenneftegaz (Guidance on the use of system technology impact on oil reservoirs of Glavyumenneftegaz fields), Tyumen'-Nizhnevartovsk, 1988, 236 p.
3. Petrakov A.M., Nauchno-metodicheskie osnovy primeneniya tekhnologii adresnogo vozdeystviya dlya povysheniya effektivnosti razrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov nefli (na primere mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri) (Scientific and methodological foundations for the application of technologies of targeted exposure to increase the efficiency of the development of hard-to-recover oil reserves (by the example of fields in Western Siberia)), Moscow, 2010.
4. Rozova A.R., Safyannikov I.M., Experience in the selection of enhanced oil recovery methods using the EORt module of the Petrel software package from Schlumberger for the Jurassic strata of Western Siberia (In Russ.), Neft'. Gaz. Novatsii, 2017, no. 4, pp. 26-31.
5. Shumilov V.A., Shumilov A.V., Naugolnykh O.V., Software on the choice of methods for regulating the development of oil fields (In Russ.), Vestnik "Gornoe Ekho", 2007, no. 4, pp. 47-52.
6. Khodanovich D.A., Malkosh R.V., Rapid method for oil-field development assessing (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2017, no. 6, pp. 84-87.
7. Sultanov A.S., Latifullin A.S., Computer-aided selection of candidate wells for frac-jobs using LAZURIT workstation (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo, 2010, no. 7, pp. 48-51.
8. Galautdinov I.M., Cherepovitsyn A.E., An integrated approach to the selection of candidate wells for geological and engineering operations (using the example of the eastern section of the Orenburg oil and gas condensate field) (In Russ.), Neft'. Gaz. Novatsii, 2017, no. 7, pp. 23-33.
9. Shtnikov A.N., Pustovskikh A.A., Gilmanov R.R. et al., Digital information systems creation for optimization of complex geotechnical jobs programs formation process for Gazprom Neft JSC oilfields (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 12, pp. 77-81.
10. Shorokhov A.N., Azamatov M.A., The introduction of rapid diagnostic software module of watering source on the oil producing wells (In Russ.), Georesursy, 2013, no. 2, pp. 11-14.
11. Poplygin V.V., Galkin S.V., Forecast quick evaluation of the indices of the development of the oil deposits (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2011, no. 3, pp. 112-115.
12. URL: <http://www.togi.ru/content/atlas>
13. URL: <http://eor-soft.com/eor.html>
14. Chan K.S., Water control diagnostic plots, SPE 30775-MS, 1995.
15. Petrakov A.M., Baykova E.N., Rayanov R.R. et al., 10 let effektivnogo sotrudnicheshtva nauki i proizvodstva v sfere uvelicheniya nefteotdachi. Perspektivy novogo urovnya otraslevogo vzaimodeystviya (10 years of effective cooperation of science and production in the field of enhanced oil recovery. Prospects for a new level of industry interaction), Proceedings of XVIII Scientific Practical Conference "Geologiya i razrabotka mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemyimi zapasami" (Geology and development of hard-to-recover reserves), Tyumen', 2018.