

Повышение эффективности планирования и контроля мероприятий по выравниванию профиля приемистости путем автоматизации процесса подбора скважин-кандидатов

А.К. Подольский¹, А.В. Фомкин¹, А.М. Петраков¹, Е.Н. Байкова¹, Р.Р. Раянов¹

¹АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П. Крылова»

Адрес для связи: APodolskiy@vniineft.ru

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи (МУН), выравнивание профиля приемистости (ВПП), подбор скважин-кандидатов, автоматизация, цифровизация, подбор геолого-технических мероприятий

Повышение рентабельности разработки нефтяных месторождений и оптимизация всех бизнес-процессов является актуальной задачей, стоящая перед предприятиями нефтегазовой отрасли России. Тенденции к цифровизации нефтяной отрасли предопределили создание компьютерного алгоритма подбора скважин-кандидатов для проведения мероприятий по выравниванию профиля приемистости (ВПП), способного автоматизировать большую часть рутинной ручной работы и исключить вероятность возникновения ошибок. Разработанный и внедренный в работу алгоритм позволил достичь следующих результатов. Автоматизирована большая часть процесса формирования программ работ по ВПП, исключен риск возникновения ошибок. Полностью актуализирован алгоритм подбора скважин-кандидатов для проведения работ по ВПП. Производительность процесса подбора скважин-кандидатов увеличена на 47 % по сравнению с ручными аналитическими методиками. Обеспечена возможность своевременного внесения корректировки в программы мероприятий с учетом технических и технологических ограничений. Достигнуто повышение устойчивости прогноза технологической эффективности ВПП. Обеспечена возможность работы с любым размером базового фонда скважин месторождения.

Improving the efficiency of planning and monitoring measures to water injection profile leveling by automating the selection of candidate wells

A.K. Podolsky¹, A.V. Fomkin¹, A.M. Petrakov¹, E.N. Baikova¹, R.R. Rayanov¹

¹VNIIneft JSC, RF, Moscow

E-mail: APodolskiy@vniineft.ru

Keywords: enhanced oil recovery methods, water injection profile leveling, selection of candidate wells, digitalization, well intervention

Improving the profitability of oil field development and optimization of all business processes is the urgent task, facing the entire oil and gas industry of Russia. Trends towards digitalization of the oil industry have predetermined the creation of a computer algorithm for the selection of candidate wells for water injection profile leveling, capable of automating most of the routine manual work and thereby eliminating the possibility of errors.

The algorithm developed and implemented in the work allowed to achieve the following results. The most part of the process of forming programs for water injection profile leveling is automated, the risk of emergence of errors is excluded. The algorithm of selection of candidate wells for water injection profile leveling has been fully updated. Productivity of the process of selection of candidate wells increased by 47% compared to manual analytical methods. It is possible to make timely adjustments to the programme of activities taking into account technical and technological limitations. Stability of the technological efficiency forecast increased. Availability of work with any size of the basic fund of wells of the oil field is reached.

В настоящее время как в России, так во всем мире открывается все меньше и меньше новых нефтяных месторождений. В связи с этим нефтяные компании уделяют большое внимание повышению эффективности разработки «старых» активов, в частности, проведению геолого-технических мероприятий (ГТМ) и применению методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

ГТМ и МУН в основном направлены на стабилизацию темпа падения базовой добычи нефти и прирост текущих извлекаемых запасов (ТИЗ). Рассмотрим один из МУН – выравнивание профиля приемистости (ВПП). Данную технологию в России широко применяют как на терригенных, так и карбонатных коллекторах. Ежегодно в Западной Сибири проводят более 2,5 тыс. обработок нагнетательных скважин, в Волго-Уральском регионе – более 600 [1]. Центр физико-химических и газовых МУН АО «ВНИИнефть» с 2006 г. ведет успешную и активную научно-производственную деятельность в области подбора скважин для проведения работ по ВПП на месторождениях Западной Сибири [2].

Основные задачи, которые способна решать технология ВПП:

- увеличение коэффициента охвата пласта воздействием за счет изменения направлений фильтрационных потоков;
- вовлечение в разработку ранее не дренированных зон пласта;
- снижение эксплуатационных затрат на добычу попутно добываемой воды.

Существующий подход к формированию программ ВПП на базовом фонде скважин сопровождается большим объемом ручной работы и характеризуется недостаточной оперативностью. Программу мероприятий по ВПП на будущий год нефтяные компании составляют за 6–8 мес до планируемой даты обработки скважины. За этот период технологические параметры не только конкретных зон, но и месторождения в целом могут существенно измениться: например, часть скважин может быть переведена в бездействующий фонд или на другой объект разработки, в скважинах могут быть проведены ГТМ. Поэтому целесообразно проводить верификацию программы ВПП непосредственно перед началом ее реализации.

В данной статье рассмотрен автоматизированный алгоритм принятия решения о выборе скважин-кандидатов для проведения ВПП. Алгоритм позволяет оптимизировать процесс формирования программ работ по ВПП, снизить риск возникновения ошибок из-за влияния «человеческого фактора» и повысить устойчивости прогноза технологической эффективности ВПП.

Предпосылками к созданию алгоритма стали:

- низкая оперативность оценки потенциала скважин-кандидатов и ранжирования мероприятий;
- большие затраты времени на рутинные работы при подборе скважин-кандидатов и обработке полученных результатов вручную;
- наличие набора исходных баз данных, качество и наполнение которых в настоящее время позволяет автоматизировать их систематизацию;
- необходимость оперативного учета постоянных изменений и корректировок программ ВПП во время их реализации.

Разработанный алгоритм используется в программном обеспечении «Системное воздействие на пласт» (ПО «СВП»), которое позволяет в автоматизированном режиме проводить геолого-промысловый анализ разработки и подбирать скважины-кандидаты для провередения работ по ВПП [3]. Программа сводит рутинные процедуры к минимуму и дает возможность специалисту сфокусироваться на анализе процесса.

Формирование программы ВПП в ПО «СВП» включает три основных этапа (рис. 1).

Этап 1. Автоматическое формирование предварительной адресной программы ВПП

Анализ зависимости эффективности ВПП от геолого-физических и технологических параметров участков. Для формирования программы работ по ВПП на месторождении необходим анализ геолого-физических и технологических параметров по участкам, где ранее выполнялись обработки. В программу загружается список обработанных в разные периоды времени нагнетательных скважин, и через несколько минут формируется таблица со всей необходимой информацией о геолого-физических и технологических параметрах для выявления критериев успешного подбора скважин-кандидтов для реализации ВПП.

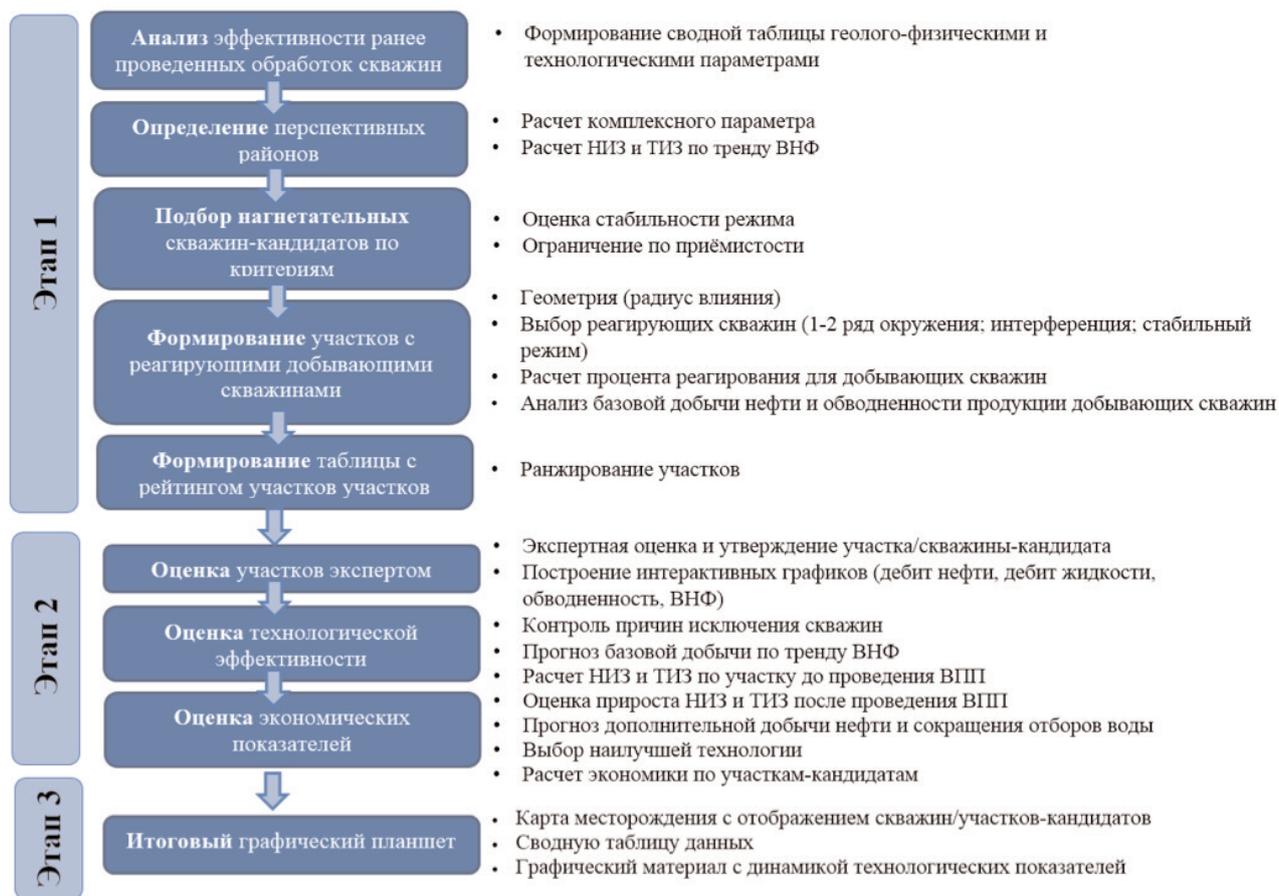


Рис. 1. Блок-схема алгоритма формирования программы ВПП

Расчет комплексного параметра и картирование перспективных районов для применения МУН. Наиболее статистически устойчивыми являются взаимосвязи между эффективностью МУН и параметрами участка, характеризующими неоднородность свойств коллектора и величину ТИЗ. В программе введен комплексный параметр F , который учитывает двухслойную модель реального пласта для каждой добывающей и нагнетательной скважины [4],

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

где $F_1 = (k_1 - 1)(1 - k_2)$; $F_2 = \frac{k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2}$; $F_3 = 1 - \frac{\left(\sum_{i=1}^n h_i^2 \right)}{\left(\sum_{i=1}^n h_i \right)^2}$ – параметры послой-

ной неоднородности пласта, вычисляемые по данным безразмерных параметров соответственно проницаемости, толщины высокопроницаемого и низкопроницаемого слоя двухслойной модели пласта; F_4 – параметр ТИЗ; k_1, k_2 – безразмерная проницаемость соответственно высокопроницаемого и низкопроницаемого слоя;

h_1, h_2 – безразмерная толщина соответственно высокопроницаемого и низкопроницаемого слоя.

Участки с повышенной послойной неоднородностью по проницаемости и расчлененностью, как правило, характеризуются большей величиной остаточных запасов. Увеличение комплексного параметра свидетельствует о потенциальной эффективности планируемых МУН на участке.

Начальные (НИЗ) и текущие (ТИЗ) извлекаемые запасы нефти по скважинам подгружаются из базы данных объекта либо рассчитываются в автоматическом режиме через прогнозную обводненность по тренду водонефтяного фактора $\ln(\text{ВНФ})$.

Проверка по критериям приемистости и стабильности режима работы (табл.1). Так как разные группы технологий ВПП (гелеобразующие составы (ГОС); вязкоупругие составы (ВУС); полимердисперсные системы (ПДС); осадкообразующие составы (ООС)) имеют свои ограничения по минимальной приемистости, то рассматривать нагнетательные скважины, где приемистость ниже граничного значения, нецелесообразно.

Таблица 1. Пример подбора нагнетательных скважин-кандидатов в программном продукте

Скважина	Приемистость, м ³ /сут			
	1 мес назад	2 мес назад	3 мес назад	4 мес назад
Кандидат	> 100	> 100	> 100	
	> 100	> 100	< 100	> 100
	> 100	< 100	> 100	> 100
	< 100	> 100	> 100	> 100
Не кандидат	> 100	> 100	< 100	< 100
	> 100	-100	> 100	< 100
	< 100	> 100	> 100	< 100
	< 100	> 100	< 100	
	< 100	< 100	> 100	
	< 100	< 100	< 100	

Выбор реагирующих (добывающих) скважин по их местоположению относительно нагнетательной скважины. Учитывается радиус влияния, расположение добывающих скважин относительно нагнетательной, а также влияние соседних нагнетательных скважин (рис. 2). По всем реагирующим скважинам рассчитываются коэффициенты взаимовлияния в зависимости от расстояния между ними и приемистости с учетом только соседних скважин-кандидатов для ВПП.

Анализ стабильности режима эксплуатации реагирующих скважин. Влияние ранее проведенных ГТМ можно идентифицировать по динамике добычи нефти. Если добыча нефти растет в течение полугода, то в этой добывающей скважине или же соседних нагнетательных уже проводились какие-либо мероприятия

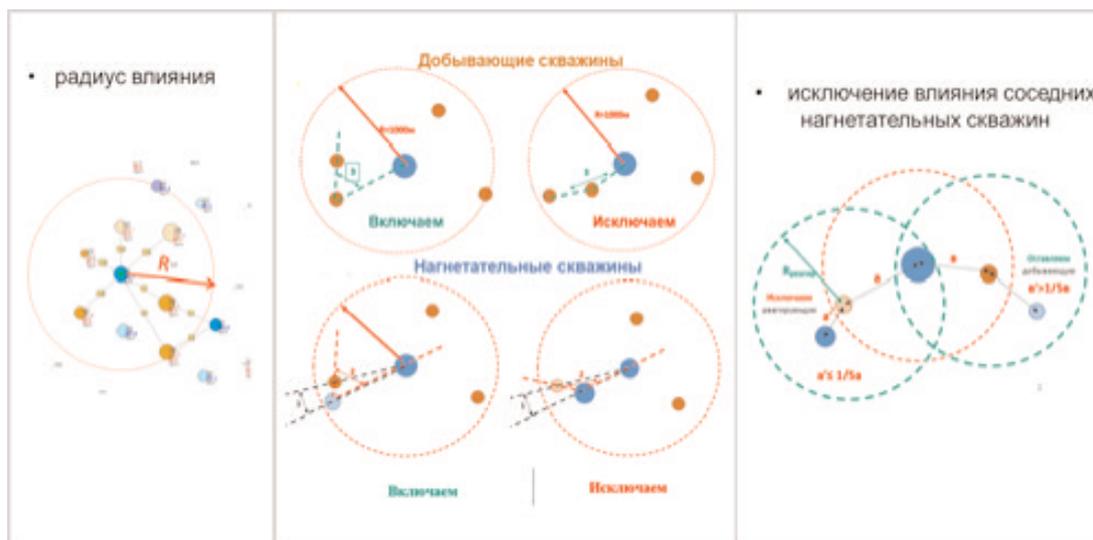


Рис. 2. Визуализация алгоритма выделения реагирующих скважин

по интенсификации добычи или увеличению нефтеотдачи. Если это не предусмотрено программой системного воздействия на пласт или двухэтапной обработки скважины, то проведение несогласованных ГТМ на одном участке может отрицательно повлиять на базовую добычу нефти.

Проверка участка в целом. Формируется предполагаемый участок воздействия, состоящий из одной нагнетательной скважины и нескольких реагирующих (добывающих) скважин.

Проверка участка в целом выполняется по следующим критериям.

1. Минимальное число реагирующих скважин составляет 2. Обработка нагнетательной скважины, в окружении которой лишь одна добывающая скважина, заведомо характеризуется высоким риском: вероятнее всего, затраты на обработку не окупятся. Также есть риск, что в этой добывающей скважине позже может быть проведено ГТМ, на которое впоследствии будет отнесен весь эффект.

2. Обводненность – от 30 до 99,5 %. Технология ВПП направлена в первую очередь на блокирование и кольматацию промытых участков пласта. Участок с обводненностью продукции менее 30 % еще не имеет достаточно промытых зон и прослоев, и проведение ВПП на таких участках нецелесообразно. Для участков с обводненностью продукции более 99,5 % не только технология ВПП, но и какое-либо другое ГТМ не окупит затраты на реализацию.

3. Растущая добыча нефти. При успешном проведении каких-либо ГТМ в добывающих или нагнетательных скважинах по участку наблюдается положительная динамика добычи нефти, проведение дополнительных ГТМ в таком случае нецелесообразно. Кроме того, прогнозировать технологическую эффективность в таком случае будет затруднительно. Такие участки исключаются из анализа.

4. Минимальный среднесуточный дебит нефти. Целесообразно не рассматривать участки, на которых средний дебит нефти реагирующих добывающих сква-

жин составляет менее 2–3 т/сут не только в последний месяц, но и в динамике с горизонтом 4–5 мес (табл. 2). Такие участки изначально будут как технологически, так и экономически нерентабельными. Граничное значение данного параметра зависит от текущего состояния разработки залежи.

Таблица 2. Критерии минимального среднесуточного дебита на одну добывающую скважину

Скважина	Среднесуточный дебит нефти, т/сут				
	1 мес назад	2 мес назад	3 мес назад	4 мес назад	5 мес назад
Кандидат	≥ 3	≥ 3	≥ 3	≥ 3	
	≥ 3	≥ 3	≥ 3	< 3	
	≥ 3	≥ 3	< 3	< 3	≥ 3
	≥ 3	< 3	≥ 3	< 3	≥ 3
	≥ 3	< 3	< 3	≥ 3	≥ 3
	< 3	< 3	≥ 3	≥ 3	≥ 3
	< 3	≥ 3	< 3	≥ 3	≥ 3
	≥ 3	≥ 3	< 3	< 3	< 3
Не кандидат	< 3	< 3	< 3	< 3	
	< 3	< 3	< 3	≥ 3	
	≥ 3	< 3	< 3	< 3	
	< 3	< 3	≥ 3	< 3	
	≥ 3	< 3	≥ 3	< 3	< 3
	≥ 3	< 3	< 3	≥ 3	< 3
	< 3	< 3	≥ 3	≥ 3	< 3
	< 3	≥ 3	< 3	≥ 3	< 3

5. Водонефтяной фактор (ВНФ). В значительной степени промытые зоны входят в категорию риска по достижению технологического и экономического эффекта.

6. Стабильность участка как кандидата для ВПП. Технология ВПП не статична во времени. На эффективность ВПП влияют технологические показатели работы участков. Фонд скважин и режимы работы могут значительно изменяться по месторождению в течение даже непродолжительного времени. Поэтому в алгоритм заложена проверка стабильности работы скважины-кандидата. В зависимости от задачи, поставленной перед специалистом, данный показатель поможет идентифицировать участки, по которым технологические показатели изменились.

Ранжирование участков. В программе для каждого сформированного участка рассчитываются следующие геолого-физические и технологические показатели:

- соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин;
- дебиты нефти и жидкости;
- обводненность;
- приемистость нагнетательной скважины;
- отбор НИЗ;

- отставание отбора НИЗ от обводненности по участку;
- остаточные извлекаемые запасы на 1 скважину;
- расчлененность;
- песчанистость;
- эффективная нефтенасыщенная толщина;
- проницаемость, определенная по нагнетательной скважине.

Каждому диапазону значений присваивается ранее выявленный при статистическом анализе эффективности ранг с последующим суммированием в итоговый ранг участка [5]. В результате получается рейтинг участков, ранжированных не только по максимальной прогнозной дополнительной добыче нефти, но и по совокупности влияющих параметров.

Первый этап завершается картированием геологически благоприятных зон объекта на основе комплексного параметра F , подбором нагнетательных и добывающих скважин по критериям применимости технологий ВПП, ранжированием сформированных участков. Результатом являются карта текущего состояния разработки залежи с отмеченными на ней участками для проведения ВПП и таблица, содержащая рейтинг кандидатов и исключенных участков.

В качестве примера приведем формирование предварительной адресной программы ВПП для одного из месторождений. Нагнетательный фонд включал 424 скважины, программный продукт выполнил расчет за считанные секунды и подобрал 59 участков-кандидатов в предварительную адресную программу ВПП. Большая часть рутинной работы, ранее выполнявшаяся человеком, теперь выполняется программой. Благодаря этому снижается риск возникновения субъективной ошибки и в значительной степени уменьшаются временные трудозатраты.

Этап 2. Экспертная оценка предварительной программы ВПП

В программном продукте предусмотрена экспертная оценка предварительной программы ВПП. Окончательное решение о выборе скважин-кандидатов принимает специалист.

1. Специалист просматривает и оценивает потенциально перспективные участки, а также скважины, которые не соответствуют заложенным критериям применимости технологии ВПП (рис. 3).

По карте текущего состояния разработки оцениваются скважины, отмеченные специальными статусами: кандидаты / не кандидаты; добывающие скважины с растущей / падающей добычей нефти; нагнетательные скважины, не удовлетворяющие критерию по режиму работы; скважины / участки, которые исключены / включены пользователем.

Анализируются интерактивные графики, отображающие дебит нефти и жидкости, обводненность продукции и накопленный ВНФ за последние 6 мес. Наводя курсор на ту или иную скважину на карте, специалист может сразу увидеть технологические показатели в динамике.

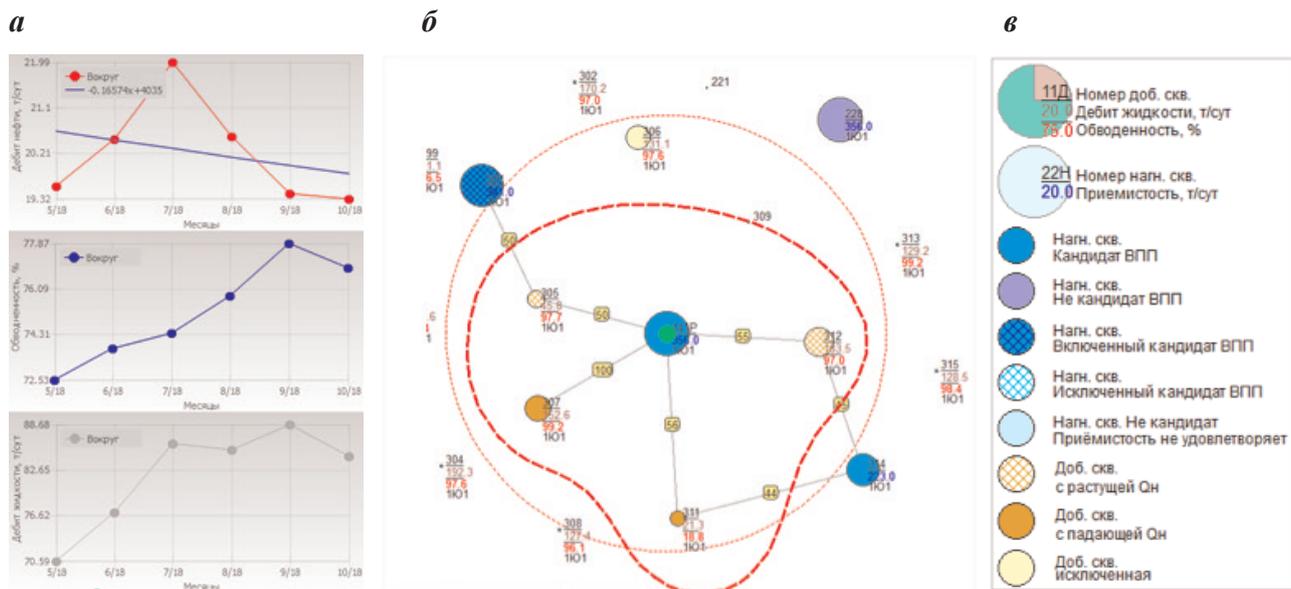


Рис. 3 Фрагмент интерфейса программного продукта. Блок ВПП:
 а – интерактивные графики; б – карта участка; в – условные обозначения

Если необходимо, выполняется предусмотренный алгоритмом автоматический расчет многопластовых месторождений, что позволяет снизить трудозатраты и повысить точность выбора скважин-кандидатов и реагирующих скважин (рис. 4).

Для всех исключенных скважин или участков генерируются «всплывающие» окна – сообщения о причинах исключения.

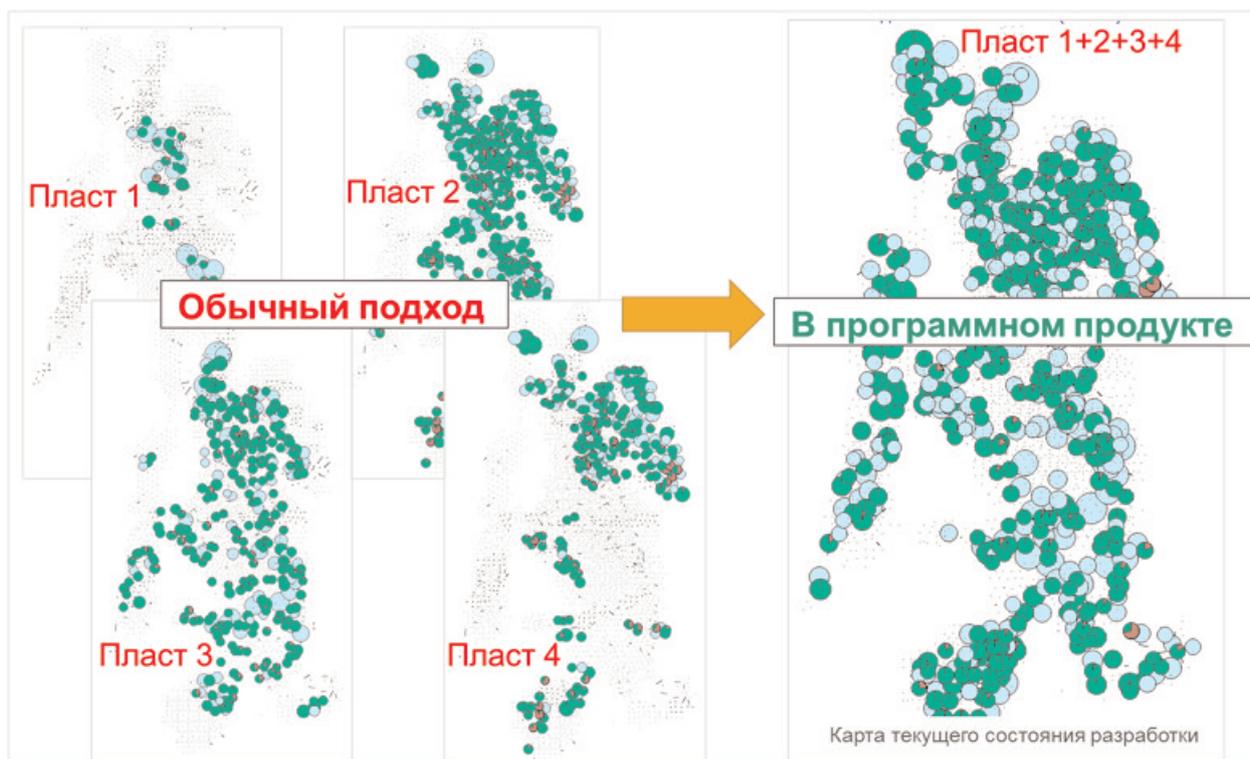


Рис. 4. Визуализация работы алгоритма: одновременный расчет пластов многопластового месторождения

Таким образом, специалист не тратит время на просмотр и анализ эксплуатационной карточки скважины или переключение между картами текущего состояния разработки на разные даты.

2. В отдельном блоке рассчитываются прогнозные показатели эффективности участков-кандидатов. Строится тренд ВНФ, с использованием которого прогнозируется базовая добыча нефти на участке, с учетом граничных значений обводненности и дебита нефти (соответственно 99,5 % и 0,5 т/сут) оцениваются потенциальные начальные и остаточные извлекаемые запасы участка. Рассчитывается прирост вовлекаемых запасов участка в результате применения технологии ВПП.

Банк обработок с применением метода ВПП включает 20 месторождений, 33 объекта разработки, 49 технологий и 2400 скважин-операций. Загруженные в ПО «СВП» данные о ранее проведенных обработках (ВПП) используются для прогнозирования дополнительной добычи нефти, сокращения отборов попутно добываемой воды, помесячного распределения эффекта и выбора наиболее эффективной технологии.

3. В отдельном блоке по всем участкам-кандидатам рассчитываются экономические показатели.

Этап 3. Формирование итоговой программы работ по ВПП

После того, как специалист оценил все подобранные участки, утвердил их в качестве кандидатов, в автоматическом режиме формируется итоговый графический планшет (рис. 5), на котором отображены карта месторождения с отмеченными скважинами-кандидатами, динамика технологических показателей по участкам, а также сводная итоговая таблица – «Программа работ по ВПП».



Рис. 5. Фрагмент итогового графического планшета

В настоящее время блок ВПП полностью реализован в ПО «СВП» и используется специалистами АО «ВНИИнефть» при подготовке программы работ по ВПП. Благодаря внедрению алгоритма скорость расчета увеличилась приблизительно на 47 % по сравнению с ручными аналитическими расчетами. Следовательно, появилась возможность оперативно вносить корректировки в программы мероприятий. Программный продукт обладает высокой вычислительной способностью и может работать с любым фондом скважин, что безусловно способствует расширению списка объектов воздействия.

Список литературы

1. *Эффективная* разработка месторождений с применением полимерных технологий / В.В. Фирсов [и др.] // Нефтегазовая Вертикаль. – 2010. – № 23–24. – С. 41–43.
2. *10 лет* эффективного сотрудничества науки и производства в сфере увеличения нефтеотдачи. Перспективы нового уровня отраслевого взаимодействия / А.М. Петраков [и др.] // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: тезисы докладов XVIII научно-практической конференции. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2018. – С. 23.
3. *Программное* обеспечение технологии системного воздействия на пласт / А.В. Фомкин, А.М. Петраков, Р.Р. Раянов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 3. – С. 102–106.
4. *Сургучев М.Л., Шарбатова И.Н.* Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
5. *Комплексный* анализ геолого-физических параметров пластов и промысловых данных для подбора эффективных технологий ВПП на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (Тезисы) / А.М. Петраков [и др.] // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Тезисы докладов VI Междунар. науч. симпозиума. – М.: АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт». – 2017. – С. 85–87.