



УДК 622.276.-047.44

Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях

И.В.БУРЕНИНА[✉], Л.А.АВДЕЕВА, И.А.СОЛОВЬЕВА, М.А.ХАЛИКОВА, М.В.ГЕРАСИМОВА

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия

Цель исследования – разработка комплексного подхода к планированию проведения гидроразрыва пласта (ГРП) с учетом геолого-технических, гидродинамических, технологических и экономических критериев отбора скважин для включения в программы ГРП при повышении значимости экономических критериев.

Выделены, систематизированы и проанализированы этапы формирования программы ГРП нефтяной компании. Показано, что высокая потенциальная результативность данного метода повышения нефтеотдачи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, с одной стороны, и сложность и высокая стоимость применения, с другой, обуславливают необходимость оптимизации параметров данного бизнес-процесса на всех стадиях осуществления и совершенствования методов его планирования. Обоснованы приоритетные направления совершенствования планирования ГРП: четкое определение критерия по срокам окупаемости мероприятий ГРП с учетом их технологических особенностей, совершенствование порядка расчета затрат на реализацию данной технологии и повышение обоснованности подбора скважин-кандидатов для включения в программу ГРП.

Показана целесообразность применения при формировании программ ГРП дополнительного критерия – предельного минимально рентабельного дебита скважины и разработана методика его расчета. Использование данного критерия позволит учитывать не только технологические ограничения, но и пределы экономической целесообразности проведения ГРП на каждой конкретной скважине и уже на этапе предварительного отбора скважин-кандидатов исключить априорно нерентабельные мероприятия.

Предложенные направления совершенствования планирования ГРП целесообразно учитывать при разработке корпоративных нормативных документов, что будет способствовать повышению качества планирования геолого-технических мероприятий, минимизации инвестиционных рисков, более рациональному использованию средств нефтяных компаний, направляемых на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, выбору оптимальных управленческих решений.

Ключевые слова: нефтяная компания; повышение нефтеотдачи; планирование; геолого-технические мероприятия; гидроразрыв пласта; дебит; экономическая эффективность

Как цитировать эту статью: Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В.Буренина, Л.А.Авдеева, И.А.Соловьева, М.А.Халикова, М.В.Герасимова // Записки Горного института. 2019. Т. 237. С. 344-353. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.344

Введение. Современный этап развития нефтяной промышленности России характеризуется вступлением большинства высокопродуктивных месторождений в позднюю стадию разработки, сопровождающуюся снижением объемов добычи нефти, ростом обводненности продукции скважин, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, сложным строением продуктивных пластов. Поскольку в отрасли порядка 70 % запасов нефти относятся к категории трудноизвлекаемых, для нефтяных компаний, наряду с увеличением объемов геолого-разведочных работ с целью воспроизводства запасов и ввода новых месторождений, для обеспечения требуемых уровней добычи нефти весьма актуальной является проблема наиболее полного извлечения запасов углеводородов месторождений, находящихся в эксплуатации, увеличения периода их рентабельной разработки.

Экономически и энергетически эффективные вторичные и третичные методы интенсификации извлечения углеводородного сырья, технологии добычи трудноизвлекаемой нефти, технические средства дистанционного мониторинга состояния пластов и скважин являются приоритетными технологиями развития нефтедобычи.

Как показывает мировая и отечественная практика эксплуатации нефтяных месторождений, одним из наиболее эффективных методов разработки низкопроницаемых отложений является гидроразрыв пласта (ГРП). Данный метод занимает ведущие позиции среди других геолого-технических мероприятий (ГТМ) и как способ повышения добычи и как технология увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Использование технологий ГРП как составляющей системы разработки месторождения обеспечивает рост темпов отбора запасов, повышение нефтеотдачи пластов за счет вовлечения в актив-



ную разработку слабодренлируемых зон и пропластков и предоставляет возможность ввода в эксплуатацию залежей с низкими потенциальными дебитами скважин и, следовательно, перевода части забалансовых запасов в промышленные.

Преимущества метода обеспечили его широкое применение на месторождениях многих нефтяных компаний (ПАО «НК Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Татнефть» и др.). При этом внедрение технологий гидроразрыва пласта длительное время осуществлялось в партнерстве с иностранными нефтесервисными компаниями Weatherford International Plc, Schlumberger Ltd, Halliburton и другими, в связи с чем преобладающая часть используемого высокотехнологичного оборудования флотов ГРП приобретена за рубежом.

Данное обстоятельство, в условиях санкционного давления США и ЕС на российский нефтяной сектор, диверсификации экспортных поставок, волатильности мировых цен на нефть, нестабильности курса валют при сохранении высокого уровня зависимости эффективности ГРП от импортного оборудования, технологий и сервисных услуг, подчеркивает назревшую необходимость решения технических и технологических проблем, таких как оптимизация применяемых методов, разработка собственных ресурсосберегающих технологий ГРП, выпуск отечественных флотов ГРП, оснащение инструментами для микросейсмического мониторинга. При этом существенно возрастает роль рациональных методических подходов к планированию проведения ГРП, обоснованности принимаемых управленческих решений.

Фундаментальные исследования и научные публикации отечественных и зарубежных авторов обеспечивают возможность решения одной из ключевых задач планирования применения данного метода – обоснования технологической возможности его осуществления в каждом конкретном случае. Другой ключевой задачей планирования ГРП является обоснование экономической целесообразности проведения ГРП на скважинах, отобранных для этой цели по технологическим критериям, экономическая оптимизация планов ГРП, снижающая вероятность включения в них априорно малоэффективных и нерентабельных мероприятий. Наиболее проблемным и недостаточно изученным аспектом формирования программ ГРП нефтяных компаний, в значительной степени определяющим их результативность, является совершенствование принципов выбора как с технологических, так и с экономических позиций наиболее перспективных скважин для осуществления мероприятий.

Совершенствование методики планирования на этапе отбора скважин, обеспечивающее включение в программы ГРП нефтяных компаний не только технологически возможных, но и экономически целесообразных мероприятий, создает необходимые условия для повышения научной обоснованности планов, адекватной интерпретации эффективности мероприятий, способствует рациональному использованию инвестиционных ресурсов и повышению показателей эффективности деятельности нефтяных компаний.

Предметом научного интереса авторов данной работы являются проблемы совершенствования методических приемов планирования бизнес-процесса ГРП за счет комплексного подхода к обоснованию параметров каждой скважины – кандидата для проведения ГРП по геологическим, технологическим и экономическим критериям при повышении значимости экономических критериев.

Постановка проблемы. В современной научной литературе широко представлены исследования, характеризующие технические аспекты проблемы применения ГРП на нефтяных месторождениях как основного метода увеличения нефтеотдачи пластов, повышения коэффициента нефтеизвлечения, роста производительности скважин.

В работах зарубежных авторов Дж.Кларка [22], М.Экономидиса, К.Нолта [24], П.Валько [34], Б.Хеймсона [28], А.Матхура, Х.Нина, Р.Марсинева [29], Р.Нордгрена [31], Е.Симонсона [32], П.Варенбурга [27], Л.Бритта, М.Смита [26] и отечественных исследователей С.А.Христиановича, Ю.П.Желтова, Г.И.Баренблатта [15] научно обоснована возможность образования вертикальных и горизонтальных трещин большой протяженности при гидравлическом разрыве нефтяного пласта, обобщено понимание механизма формирования трещин ГРП, исследован характер поведения трещин и их влияние на результативность метода, разработаны математические модели процесса, изложены методические аспекты расчетов прироста добычи нефти при проведении ГРП.

Опыт применения ГРП, совершенствование технологий, использование ГРП в горизонтальных скважинах и боковых стволах, внедрение многостадийного ГРП, подбор проппанта, совер-



шенствование перфорационных работ и другие технические проблемы исследуемого метода освещены С.И.Кудряшовым, С.И.Бачиным [3], И.Г.Фаттаховым, П.М.Малышевым [5], А.Г.Пасынковым, А.Р.Латыповым [8], Т.С.Усмановым, И.З.Муллагалиным, И.С.Афанасьевым [2], М.М.Хасановым [14].

В исследованиях М.Кайкса [21], Ал.Ф.Шакуровой, Ай.Ф.Шакуровой [16], Р.Мартинса [33], С.Аткинсона [18] в качестве основных показателей, которые необходимо учитывать при оптимизации технологий ГРП, рассматриваются геометрия (длина, ширина, высота) и остаточная проницаемость трещины ГРП, ее проводимость, роль скин-эффекта в определении продуктивности скважин.

М.Экономидис, Р.Олайни, П.Валько [25], Х.Мэн [30] предложили унифицированную методологию проектирования гидроразрыва пласта, обосновали логическую последовательность проектирования, основные принципы унифицированного дизайна ГРП для всех нефтегазовых коллекторов.

Планирование ГРП представляет собой сложный, многоэтапный и многокритериальный процесс, в ходе которого обрабатывается и систематизируется значительный объем разнородной геолого-технической информации, осуществляется оптимизация параметров ГРП и оптимизация перечня скважин, включаемых в программу работ. В отечественной и зарубежной практике, как правило, экономическая эффективность планируемых мероприятий по ГРП оценивается стандартными методами проектного анализа на основе общепринятой системы показателей: чистый доход (ЧД), чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности (ИД), внутренняя норма доходности (ВНД), срок окупаемости. В соответствии с корпоративными регламентами для проведения ГРП отбираются скважины, расчетные показатели эффективности по которым соответствуют всем перечисленным критериям или нескольким из них. Для принятия окончательного решения о включении мероприятия в программу работ могут быть использованы дополнительные критерии, к примеру, отражающие экологическую или промышленную безопасность. Наиболее распространенными критериями отбора мероприятий при планировании ГРП является положительное значение ЧДД и неперевышение срока окупаемости затрат установленного уровня.

Следует отметить, что применяемые стандартные методы оценки эффективности мероприятий не всегда позволяют в должной мере учесть специфику ГРП и риски, возникающие при его проведении.

В исследованиях отечественных и зарубежных авторов В.И.Грайфера, В.А.Галустянца, М.М.Винницкого, В.С.Шейнбаума [13], В.Д.Лысенко [7], А.Г.Загуренко [6], Р.Балена, Х.Менса, М.Экономидиса [19], Р.Агарвала [17], Л.Бритта [20], Б.Стюарта, М.Муллена, Р.Эллиса, У.Нормана, У.Миллера [23] рассматривается необходимость совершенствования подходов к планированию ГРП, а также содержатся рекомендации по оценке экономической эффективности применения данного метода с позиций выбора оптимальной массы проппанта для достижения максимальной продуктивности скважины, проектного коэффициента нефтеизвлечения и обеспечения прогнозируемых технологических показателей.

Необходимость учета стратегических приоритетов по обеспечению баланса между воспроизводством и извлечением запасов нефти при планировании ГТМ обоснована В.В.Трайзе, А.В.Шалахметовой, М.С.Юмсуновым [12]. Авторами предложен комплексный критерий оценки мероприятий при отборе для включения в программу ГТМ, агрегирующий традиционные показатели экономической эффективности инвестиций (чистый дисконтированный доход, индекс доходности, срок окупаемости) и показатели технико-экономической результативности их выполнения (коэффициент нефтеизвлечения, относительный прирост дебита, удельные затраты). В целях совершенствования методики экономического обоснования мероприятий, включаемых в программы ГТМ нефтяных компаний, исследованы варианты обоснования показателя чистого дисконтированного дохода с учетом специфических для проведения ГТМ рисков.

Д.Н.Рамазановым разработана модель формирования портфеля ГТМ с приемлемым уровнем риска, учитывающая стратегические приоритеты и ограничения деятельности нефтяной компании при применении методов повышения нефтеотдачи пластов [9].

Вариант решения проблемы информационного и алгоритмического обеспечения процессов планирования ГТМ путем создания автоматизированной системы поддержки принятия решений по планированию геолого-технических мероприятий предложен В.А.Силичем, А.О.Савельевым

[10]. Авторами данной работы в качестве критерия эффективности принят срок окупаемости мероприятия, рассчитываемый на основе планируемых показателей прироста добычи и общих затрат на проведение геолого-технического мероприятия.

Несмотря на представленные в научной литературе и предусмотренные в ряде корпоративных стандартов направления совершенствования, серьезным недостатком действующей системы планирования ГРП в нефтяных компаниях является тот факт, что расчеты экономической эффективности выполняются либо агрегировано по виду ГТМ, а не индивидуально по каждой скважине, либо вообще не выполняются, а проводятся после проведения мероприятий на основе фактических результатов, а не планируемых показателей. Зачастую основанием при выборе скважин – кандидатов для проведения ГРП являются результаты проведения мероприятий на других скважинах без учета разницы в их дебитах и других эксплуатационных характеристиках.

Недостаточный учет экономических критериев при отборе скважин для включения в программу ГРП, отсутствие оценки достоверности расчета исходных технологических и экономических данных, используемых при формировании программы ГРП, некорректно выполненное обоснование эффективности применения данного метода могут повлечь невыполнение запланированных показателей по добыче нефти, неэффективное использование средств, выделенных нефтяной компанией на проведение ГТМ [1, 4].

Следует отметить, что и в отечественных и в зарубежных исследованиях в качестве ключевого параметра, который обеспечивает эффективность ГРП, рассматривается дебит скважины (по нефти и по жидкости), полученный после проведения ГРП. В качестве исходных данных для расчета дебита скважины после ГРП используются среднемесячные уровни дебита по нефти и по жидкости на дату остановки скважины перед проведением ГРП и коэффициент изменения базовых дебитов по нефти и по жидкости до проведения ГРП, рассчитанный на основании статистики соответствующих показателей за предшествующий период. Данный подход нашел отражение в применяемых нефтяными компаниями корпоративных регламентах по отбору скважин для проведения ГРП.

Методология. В работе наряду с общими методами научного анализа (абстрактно-логическим и сравнительным) использовался комплексный подход, применялись модели и методы системного анализа, объектно ориентированная методология проектирования сложных систем (Object Mode lfor System Design – OMSD), методы экономико-математического моделирования, имитационное моделирование.

Применение абстрактно-логического метода и моделей обеспечило возможность выработки рабочих гипотез о недостатках методического обеспечения планирования ГРП и их влиянии на эффективность проведения и результативность работы нефтяных компаний. Сравнительный анализ позволил выявить общность подходов к оценке эффективности ГТМ и недостаточный учет специфических особенностей мероприятий по гидроразрыву пласта.

Комплексный подход к исследованию проблемы, использованный авторами данной работы, позволил учесть многообразие факторов, определяющих успешность планирования и осуществления ГРП, выявить тенденции и особенности планирования ГРП в рамках стратегического и тактического управления производственно-ресурсным потенциалом нефтяной компании, выделить и систематизировать этапы формирования программ ГРП, обосновать необходимость ориентации на стратегические приоритеты при их разработке.

Применение моделей и методов системного анализа обеспечило методическую возможность, не меняя действующую последовательность расчета прогнозного показателя прироста добычи нефти, разработать дополнительный критерий отбора скважин для включения в программу ГРП – минимальный рентабельный дебит скважины и предложить модель его расчета, базирующуюся на методологии безубыточности. Применение данной модели, несколько увеличивая объемы расчетов, создает возможность более детального предварительного обоснования ожидаемых показателей эффективности для каждой конкретной скважины, снижает вероятность ошибок в прогнозировании результатов и обеспечивает условия для принятия более обоснованных инвестиционных решений. Такой объектно ориентированный подход создает условия для сокращения количества низкоэффективных ГРП.

В целях повышения достоверности результатов исследования и обоснованности рекомендаций в работе применены методы экономико-математического и имитационного моделирования.



Обсуждение. Планирование геолого-технических мероприятий, в том числе и мероприятий по гидроразрыву пласта, базируется на стратегических приоритетах нефтяных компаний и выполняется в целях формирования оптимального набора мероприятий, обеспечивающих плановый прирост добычи нефти, исходя из требований допустимого риска, технической целесообразности, экономической эффективности в условиях ограниченности финансовых ресурсов.

Основными факторами, определяющими успешность ГРП и обеспечивающими оптимальность планов их проведения, являются обоснование выбора эксплуатационного объекта для осуществления операций, совершенство технологии гидроразрыва, оптимальный в данных конкретных условиях подбор скважин – кандидатов для проведения мероприятий.

В настоящее время планирование и оценка эффективности ГРП осуществляются на основании корпоративных регламентов, методик и других нормативных документов, разработанных нефтяными компаниями.

Выбор скважин-кандидатов и формирование предложений в программу работ по гидравлическому разрыву пласта осуществляются на основе геолого-промыслового анализа выработки запасов, опыта применения ГРП на участке воздействия и обобщенных критериев.

В рамках данного исследования был разработан алгоритм планирования по стадиям бизнес-процесса ГРП (рис.1). Исходя из того, что ГРП представляет собой технологию радикального воздействия на залежь, при формировании программы работ целесообразно учитывать, что любое вмешательство подобного рода в процесс эксплуатации скважины, не обоснованное достоверными расчетами, может привести к геологическим, технологическим, экологическим проблемам, а также к экономическим потерям, которые заключаются не только в неоправданных затратах на проведение мероприятия, но и в невыполнении планов нефтяных компаний по добыче нефти и по прибыли [11].

Авторская позиция такова, что при выборе вариантов эксплуатации фонда малодебитных скважин необходим более критичный подход к выбору скважин – кандидатов для проведения ГРП, предполагающий выполнение более детальной оценки мероприятий, включаемых в планы, исходя не только из величины технологического эффекта, но и из оптимизации планов ГРП с учетом факторов, определяющих данную величину по экономическим критериям с учетом экономических ограничений (рис.2).

Высокая потенциальная результативность данного метода повышения нефтеотдачи и увеличения коэффициента извлечения нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, с одной стороны, и сложность и высокая стоимость применения, с другой, обуславливают необходимость оптимизации параметров данного бизнес-процесса на всех стадиях его осуществления.

Оптимизация по технологическим критериям с учетом геологических и технологических ограничений предполагает выбор и оптимизацию массы проппанта, жидкости разрыва и скорости ее закачки для создания необходимых параметров трещины и минимизации скин-фактора с учетом комплекса параметров: проницаемость, глубина залегания, толщина продуктивной части нефтяного пласта, пластовое давление и др.

Оптимизация по экономическим критериям базируется на оптимальных технологических критериях с учетом стратегических целей нефтяной компании и экономических ограничений. Результатом такого комплексного подхода является разработка оптимального дизайна ГРП, исходя из максимальной экономической эффективности при существующих геологических и технологических ограничениях.

Приоритетными направлениями совершенствования планирования ГРП, по нашему мнению, являются следующие: четкое определение критерия по срокам окупаемости мероприятий ГРП с учетом их технологических особенностей, совершенствование порядка расчета затрат на реализацию данной технологии и повышение обоснованности подбора и включения отобранных скважин в программу ГРП.

В нефтяных компаниях, независимо от очевидных технологических особенностей каждого вида ГТМ, как правило, применяется единый порядок оценки их экономической эффективности. Единообразие подхода к обоснованию экономической эффективности ГТМ реализуется путем использования единого алгоритма, единых технологических и экономических источников информации для расчетов и одинаковых для всех ГТМ критериев отбора: мероприятие считается эффективным, если значение чистого дисконтированного дохода за расчетный период больше

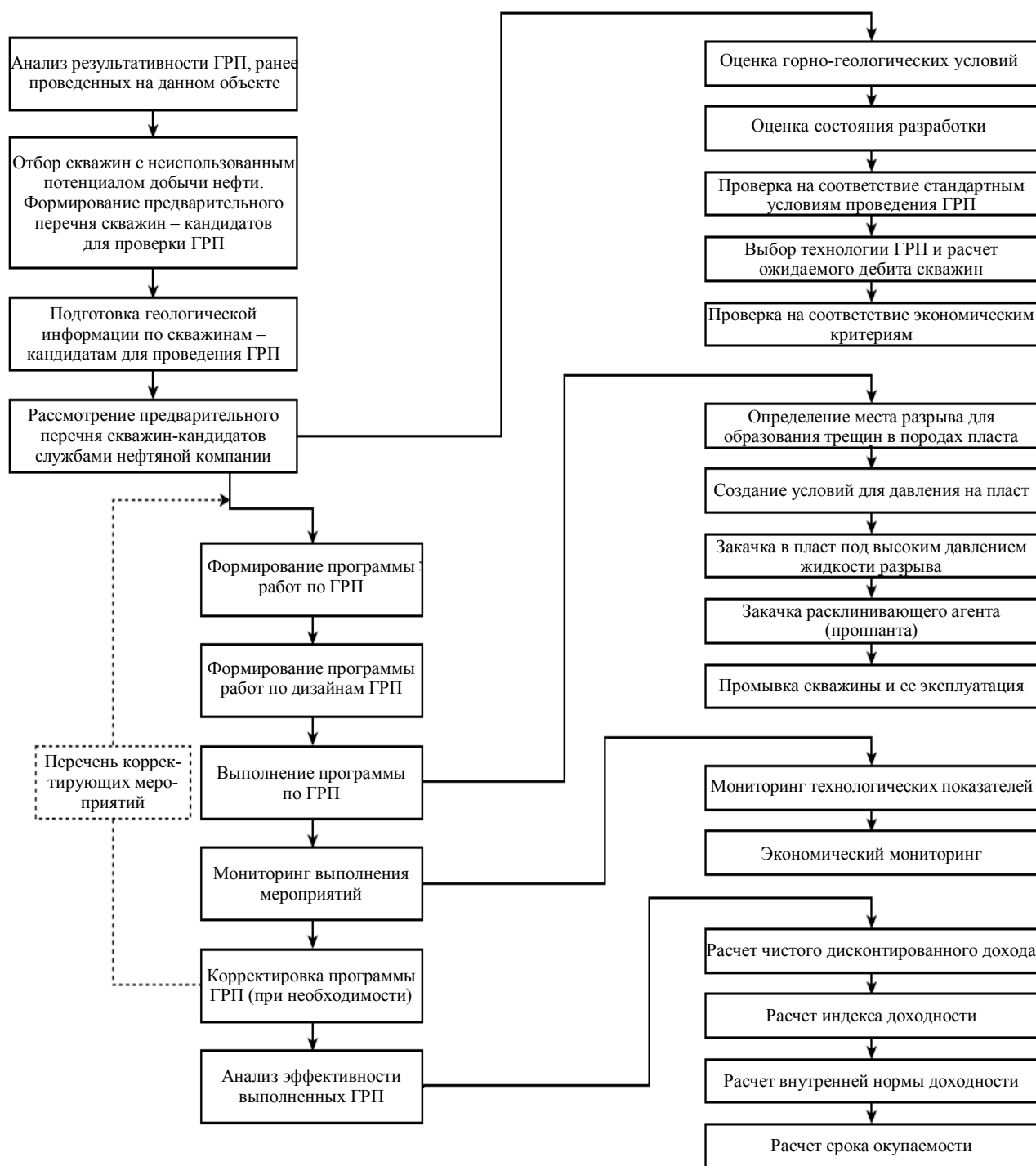


Рис. 1. Алгоритм процесса планирования и выполнения ГРП нефтяной компанией



Рис. 2. Принципиальная схема оптимизации ГРП



нуля и срок окупаемости не превышает установленного значения. При этом в корпоративных документах отсутствует единообразие требований к критерию окупаемости затрат при проведении ГРП на основании регламента по отбору скважин для ГРП, данный показатель должен быть не более одного года, а в соответствии с корпоративной методикой оценки экономической эффективности геолого-технических мероприятий по обеспечению добычи нефти и нефтяного газа – не более периода получения технологического эффекта. Следует отметить, что при планировании ГРП нередко используется средний по компании период получения технологического эффекта, в то время как для каждого конкретного случая он индивидуален и колеблется от 24 до 60 мес. Для устранения противоречивости в оценках при использовании разных критериев срока окупаемости, с учетом комплекса факторов, определяющих результативность ГРП, по нашему мнению, наиболее адекватным является критерий, соответствующий индивидуальному периоду получения технологического эффекта, и именно его значение необходимо использовать при выполнении расчетов эксплуатационных затрат и показателей эффективности ГРП.

Используемые нефтяными компаниями подходы к планированию ГТМ исходят из необходимости увязки возможностей расчета критериев эффективности мероприятий с действующими формами учета и отчетности. Нефтяные компании, желая упростить процедуры обоснования эффективности ГРП на стадии их планирования, исходят из сложившихся средних (по группе скважин, месторождению, предприятию) затрат на проведение ГРП, игнорируя тот факт, что применение разных технологий на различных скважинах характеризуется индивидуальными стоимостными показателями.

В связи с этим для повышения качества планирования очевидной является необходимость расчетов индивидуальных эксплуатационных затрат по скважинам, включаемым в программу ГРП, тем более, что современные компьютерные технологии и информационные базы данных нефтяных компаний позволяют выполнять такие расчеты.

При планировании ГРП наиболее значимые риски (технологические и финансовые) связаны с определением дополнительной добычи нефти по каждой скважине, значение которой определяет и технологический и экономический эффекты мероприятий. Ключевая роль показателя дополнительной добычи нефти при планировании ГРП требует обоснованных подходов к его расчету. В связи с этим рассмотрим применяемую нефтяными компаниями методику расчета данного показателя.

В соответствии с действующими корпоративными методиками по оценке эффективности ГТМ расчет дополнительной добычи нефти на стадии планирования ГРП, так же как и других ГТМ, производится на основе статистической или гидродинамической моделей работы скважины. В случае отсутствия необходимых данных для проведения расчетов по вышеуказанным моделям применяется приближенная экспресс-методика расчета технологического эффекта ГТМ, основанная на использовании различных моделей формирования базового и прогнозного дебитов нефти и жидкости.

Анализ подходов к планированию ГРП и оценке результативности его осуществления показывает, что выбор скважин-кандидатов из числа малодебитных только исходя из фактических и прогнозируемых дебитов и геологических параметров не всегда может обеспечить принятие оптимальных решений. В целях повышения результативности проведения ГРП, с учетом нетривиальности задач его применения для продуктивного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, методический подход к обоснованию выбора скважин – претендентов для включения в программу проведения ГРП должен быть комплексным и в то же время объектно ориентированным.

Для обеспечения такого подхода предлагается проведение ГРП по каждой скважине рассматривать как самостоятельный инвестиционный проект. Это позволит более достоверно оценить экономическую эффективность мероприятия, провести сравнение результатов ГРП с альтернативными вариантами повышения нефтеотдачи пластов, выбрать оптимальный вариант в каждом конкретном случае и повысить уровень ответственности участников проекта за успешность его реализации.

При обосновании эффективности проекта по каждой скважине рекомендуется не ограничиваться только расчетом показателей экономической эффективности (ЧДД, ИД, ВНД, срок окупаемости), а дополнить обоснование расчетами данных показателей с учетом рисков проекта, в первую очередь, риска неподтверждения фактически полученных объемов добычи нефти про-

гнозируемым. В связи с этим, по нашему мнению, целесообразно рассмотреть дополнительный критерий отбора скважин – претендентов для включения в программу ГРП – предельный минимально рентабельный дебит скважины и, исходя из его значения, анализировать интервалы значений дебита, в которых расчетные показатели эффективности проводимых ГРП будут приемлемыми для нефтяной компании. Использование данного критерия позволит учитывать не только технологические ограничения, но и пределы экономической целесообразности проведения ГРП на каждой конкретной скважине.

Для расчета минимального рентабельного дебита скважины может быть применена методология расчета точки безубыточности. Точка безубыточности, или порог рентабельности, показывает критический объем производства и реализации продукции, превышение которого обеспечивает предприятию прибыль. Когда объем производства и реализации продукции ниже точки безубыточности, деятельность предприятия сопряжена с убытками. Данный показатель является важным индикатором оптимальности принимаемых технических, экономических и управленческих решений.

Минимальный рентабельный дебит скважины может быть рассчитан по формуле

$$\text{МРД} = \frac{З_{\text{пост}}}{T(\Pi - З_{\text{пер}})30,4 K_3}$$

где МРД – минимальный рентабельный дебит скважины; $З_{\text{пост}}$ – годовые условно-постоянные затраты; T – расчетный период, принимаемый равным 12 мес.; Π – цена нефти; $З_{\text{пер}}$ – годовые условно-переменные затраты; 30,4 – среднее количество дней в месяце; K_3 – коэффициент эксплуатации скважин.

Предлагаемый критерий – минимальный рентабельный дебит скважины позволяет увязать затраты с показателями технологической эффективности и обосновать пределы экономической целесообразности применения данного метода. Если планируемый дебит больше или равен рассчитанному по формуле, скважину можно включать в программу работ по ГРП. В противном случае – следует либо совершенствовать технологические решения по ГРП, либо рассмотреть возможность использования других ГТМ.

В отличие от применяемых нефтяными компаниями методов планирования ГРП, основывающихся на обобщенных показателях и агрегированных расчетах, предлагаемый подход базируется на учете индивидуальных затрат по скважинам, что повышает достоверность расчетов. Кроме того, важным отличием и одновременно преимуществом предлагаемого подхода над распространенными в мировой и отечественной практике методами принятия решений о проведении ГРП, исходя из стандартных показателей эффективности инвестиционных проектов, на основании критериев ЧДД, ИД, ВНД и срока окупаемости, является повышение обоснованности и оперативности принимаемых инвестиционных решений на начальных этапах формирования программ, поскольку предложенный дополнительный критерий позволяет уже на этапе предварительного отбора скважин-кандидатов исключить априорно нерентабельные мероприятия.

Сравнение результатов планирования и осуществления ГРП по действующему и предлагаемому подходам, выполненное на примере данных ООО «Лукойл – Западная Сибирь» за 2017 г., подтверждает, что предлагаемый подход обеспечивает снижение вероятности включения в программу ГРП нерентабельных мероприятий. Расчеты с применением рекомендуемого подхода к планированию ГРП на скважинах показали, что из 111 выполненных в 2017 г. гидроразрывов пласта, затраты по которым не окупались в течение расчетного срока действия технологического эффекта, 20 мероприятий (или 18,9 %) были априорно некупаемыми. При этом суммарный убыток от проведения этих 20 заведомо экономически неэффективных ГРП составляет порядка 118 млн руб.

Заключение. В связи с особенностями современного этапа развития нефтяной промышленности России, характеризующегося вступлением большинства высокопродуктивных месторождений в позднюю стадию разработки, сопровождающуюся снижением объемов добычи нефти, ростом обводненности продукции скважин, повышением доли трудноизвлекаемых запасов, увеличением количества мелких нерентабельных месторождений, возрастает значение оптимального решения проблемы повышения степени извлечения нефти из недр, рационального использо-



вания имеющегося у нефтяных компаний фонда скважин. Замедление темпов падения добычи нефти и их стабилизация, продление сроков эксплуатации малодебитных скважин и в конечном счете повышение эффективности использования запасов достигаются за счет применения различных видов геолого-технических мероприятий, сопряженных со значительными затратами на их проведение и существенными геологическими и финансовыми рисками.

Отбор скважин – кандидатов для включения в программу проведения ГРП без достаточного экономического обоснования или при некорректном его выполнении, заключающемся в применении агрегированных расчетов по всему блоку ГРП, средних по компании затрат на осуществление данного вида ГТМ, отсутствии экономических расчетов по каждой отдельной скважине, приводит к включению в программы значительного количества (по результатам анализа, проведенного в данной работе, – 18 %) априорно нерентабельных мероприятий, существенному снижению эффективности затраченных средств и недовыполнению планов по добыче нефти.

Учет предложенных направлений совершенствования методического подхода к планированию ГРП в корпоративных нормативных документах позволит нефтяным компаниям формировать программы ГРП исходя из стратегических приоритетов, более рационально расходовать средства на проведение ГТМ, увеличить их результативность, снизить уровень инвестиционных геологических и финансовых рисков и в конечном счете повысить эффективность деятельности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авдеева Л.А. Совершенствование методов планирования применения гидроразрыва пласта на нефтяных скважинах / Л.А.Авдеева, И.А.Соловьева, А.И.Гильмутдинов // Евразийский юридический журнал. 2018. № 6 (128). С. 411-414.
2. Анализ влияния ГРП на нефтеотдачу пластов на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» / Т.С.Усманов, И.З.Муллагалин, И.С.Афанасьев и др. // Технологии ТЭК. 2005. № 5 (24). С. 48-55.
3. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов / С.И.Кудряшов, С.И.Бачин, И.С.Афанасьев, А.Р.Латыпов, А.В.Свешников, Т.С.Усманов, А.Г.Пасынков, А.Н.Никитин // Нефтяное хозяйство. 2006. № 7. С. 80-83.
4. Гильмутдинов А.И. Совершенствование методов планирования геолого-технических мероприятий с учетом минимального рентабельного дебита скважин / А.И.Гильмутдинов, Л.А.Авдеева // Проблемы и тенденции развития инновационной экономики: международный опыт и российская практика: Материалы VI Международной научно-практической конференции. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. С. 103-105.
5. Диагностический анализ вопроса эффективности проведения гидравлического разрыва пласта / И.Г.Фаттахов, П.М.Малышев, А.Ф.Шакурова, Ал.Ф.Шакурова, А.Р.Сафиуллина // Фундаментальные исследования. 2015. № 2(27). С. 6023-6029.
6. Загуренко А.Г. Комплексный подход к планированию, оптимизации и оценке эффективности гидроразрыва пласта: Автореф. дис...канд. техн. наук / Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН. М., 2011. 25 с.
7. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2009. 552 с.
8. Развитие технологий гидроразрыва пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» / А.Г.Пасынков, А.Р.Латыпов, А.В.Свешников, А.Н.Никитин // Нефтяное хозяйство. 2007. № 3. С. 41-43.
9. Рамазанов Д.Н. Экономико-математическая модель оптимизации плана геолого-технических мероприятий по стабилизации добычи нефти // Аудит и финансовый анализ. 2010. № 1. С. 1-8.
10. Силич В.А. Разработка алгоритма принятия решений по выбору геолого-технического мероприятия для нефтедобывающей скважины / В.А.Силич, А.О.Савельев // Проблемы информатики. 2012. № 2(14). С. 31-36.
11. Соловьева И.А. Экономико-правовые проблемы недропользования и пути их решения / И.А.Соловьева, Л.А.Авдеева, Е.С.Дьяконова // Евразийский юридический журнал. 2017. № 11(114). С. 415-417.
12. Трайзе В.В. Экономическое обоснование программы геолого-технических мероприятий нефтедобывающего предприятия / В.В.Трайзе, А.В.Шалахметова, М.С.Юмсунов; отв. ред. В.В.Пленкина. Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. 148 с.
13. Управление разработкой нефтяных и газовых месторождений. Инновационная деятельность: Учебное пособие / В.И.Грайфер, В.А.Галустянц, М.М.Винницкий, В.С.Шейнбаум. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. 299 с.
14. Хасанов М.М. Методические основы управления разработкой месторождений ОАО «НК «Роснефть» с применением гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2007. № 3. С. 38-40.
15. Христианович С.А. О механизме гидравлического разрыва пласта / С.А.Христианович, Ю.П.Желтов, Г.И.Баренблатт // Нефтяное хозяйство. 1957. № 1. С. 44-53.
16. Шакурова Ал.Ф. Моделирование гидравлического разрыва пласта / Ал.Ф.Шакурова, Ай.Ф.Шакурова // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. 2014. № 2. С. 33-47. URL: http://ogbus.ru/authors/Shakurova/Shakurova_4.pdf (дата обращения 23.04.2019).
17. Agarwal R.G. Evaluation and Performance Prediction of Low-Permeability Gas Wells Stimulated by Massive Hydraulic Fracturing / R.G.Agarwal, R.D.Carter, C.D.Pollock // JPT. March 1979. P. 362-372.
18. Atkinson C. Numerical and analytical solutions for the problem of hydraulic fracturing from a cased and cemented wellbore / C.Atkinson, D.A.Eftaxiopoulos // International Journal of Solids and Structures. 2002. №. 39. P. 1621-1650.



19. *Balen R.M.* Application of the Net Present Value (NPV) in the Optimization of Hydraulic Fractures / R.M.Balen, H.Z.Meng, M.J.Economides // Conference: Easter regional meeting. 1988. Charleston. 1-4 November. Paper SPE 18541.
20. *Britt L.K.* Optimized Oilwell Fracturing of Moderate Permeability Reservoirs // Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. 1985. Las Vegas. Nevada. 22-26 September. Paper. SPE 14371-MS.
21. *Cikes M.* Long-Term Hydraulic-Fracture Conductivities Under Extreme Conditions // Production & Facilities Journal. 2000. Vol. 15. № 4. P. 255-261. SPE 66549.
22. *Clark J.B.A.* Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Oil Wells // Trans. AIME. 1949. Vol. 186. P. 1-8.
23. Economic Justification for Fracturing Moderate to High-Permeability Formations in Sand Control Environments / B.R.Stewart, M.E.Mullen, R.C.Ellis, W.D.Norman, W.K.Miller // Annual Technical Conference and Exhibition. 1995. Dallas. Texas. 22-25 October. Paper. SPE 30470.
24. *Economides M.J.* Reservoir Stimulation. Prentice Hall. Englewood Cliffs / M.J.Economides, K.G.Nolte. New Jersey 07632, 1989. 430 p.
25. *Economides M.* Unified fracture design / M.Economides, R.Oligney, P.Valko. Alvin. Texas: Orsa Press. 2004. 194 p.
26. Fracture optimization and design via integration of hydraulic fracture imaging and fracture modeling / L.Britt, M.Smith, L.Cunningham, T.Hellman, R.Zinno, T.Urbancic // Annual Technical Conference and Exhibition. 2000. Dallas. Texas. 1-4 October. SPE 67205.
27. Fracture Stimulation Design and Evaluation / P.A.Warembourg, E.A.Klingensmith, J.E.Jr.Hodges, J.E.Erdle // Annual Technical Conference and Exhibition. 1985. Las Vegas. Nevada. USA. 22-26 September. Paper presented at the SPE 14379-MS.
28. *Haimson B.C.* Initiation and extension of hydraulic fractures in rocks / B.C.Haimson, C.Fairhurst // Society of Petroleum Engineering Journal. 1967. Vol. 7. P. 310-318.
29. Hydraulic Fracture Simulation of High-Permeability Formations: The Effect of Critical Fracture Parameters on Oil well Production and Pressure / A.K.Mathur, X.Ning, R.B.Marcinew, C.A.Ehlig-Economides, M.J.Economides // Annual Technical Conference and Exhibition. 1995. Dallas. Texas. 22-25 October. Paper. SPE 30652.
30. *Meng H.Z.* Coupling of Production Forecasting, Fracture Geometry Requirements and Treatment Scheduling in the Optimum Fracture Design / H.Z.Meng, K.E.Brown // Low permeability reservoirs symposium society of petroleum engineers. Society of Petroleum Engineers. 1987. Denver. Colorado. 18-19 May. Paper. SPE/DOE 16435-MS.
31. *Nordgren R.P.* Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture // SPEJ Journal. 1972. Vol. 12. P. 306-314.
32. *Simonson E.R.* Containment of Massive Hydraulic Fractures / E.R.Simonson, A.S.Abu-Sayed, R.J.Clifton // Society of Petroleum Engineers Journal. 1978. Vol. 18(1). P. 27-32.
33. Small Highly Conductive Fractures Near Reservoir Fluid Contacts: Application to Prudhoe Bay / J.P.Martins, P.J.Collins, M.Rylance, O.E.Ibe, R.T.Kelly, P.A.Bartel // Annual Technical Conference and Exhibition. 1992. Washington DC. USA. 4-7 October. Paper. SPE 24856-MS.
34. *Valkó Peter.* Hydraulic Fracture Mechanics / Peter Valkó, Michael Economides. New York: John Wiley & Sons Ltd, 1995. 298 p.

Авторы: **И.В.Буренина**, д-р экон. наук, профессор, iushkova@yandex.ru (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия), **Л.А.Авдеева**, канд. экон. наук, доцент, larisavdeeva@yandex.ru (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия), **И.А.Соловьева**, канд. экон. наук, доцент, solovieva.sia@yandex.ru (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия), **М.А.Халикова**, канд. экон. наук, доцент, khalikova-dm@yandex.ru (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия), **М.В.Герасимова**, канд. экон. наук, доцент, ya.mgerasimova@yandex.ru (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия).

Статья поступила в редакцию 13.07.2018.

Статья принята к публикации 26.11.2018.