

МИНОБРАЗОВАНИЯ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ
Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**Вторичное вскрытие продуктивных пластов в действующих скважинах на
примере скважины № 3118 Нонг-Еганского месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Мажута Александра Валерьевича

Научный руководитель

К.Г.-м.н., доцент

подпись, дата

Б. А. Головин

Зав. кафедрой

К.Г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2025

Введение. Вторичное вскрытие продуктивных пластов — критический этап в эксплуатации скважин, направленный на восстановление или повышение их продуктивности. Актуальность исследования обусловлена необходимостью оптимизации добычи углеводородов на поздних стадиях разработки месторождений, особенно в условиях сложного геологического строения и высокой обводнённости.

Объектом исследования выступает скважина № 3118 Нонг-Еганского месторождения, где проведены работы по вторичному вскрытию пласта БВЗ. Предмет исследования — методы вторичного вскрытия и их эффективность.

Актуальность работы состоит в том, что повышение нефтеотдачи требует внедрения технологий, минимизирующих повреждение призабойной зоны и обеспечивающих устойчивую гидродинамическую связь пласта со скважиной. Анализ эффективности вторичного вскрытия позволяет оптимизировать выбор методов и снизить экономические риски.

Цель бакалаврской работы: комплексная оценка эффективности вторичного вскрытия пласта БВЗ в скважине № 3118 на основе геофизических исследований и гидродинамических испытаний.

Решаемые задачи бакалаврской работы:

- Изучение геолого-геофизических характеристик Нонг-Еганского месторождения.
- Анализ методов вторичного вскрытия и их применимости.
- Интерпретация данных геофизических исследований до и после перфорации.
- Оценка технической и технологической эффективности работ.

Выпускная квалификационная работа состоит из четырех разделов:

1. Комплексная характеристика исследуемого района
2. Теоритические основы вторичного вскрытия продуктивных пластов
3. Методы освоения продуктивных пластов
4. Результаты исследований вторичного вскрытия исследуемой скважины

Основное содержание работы. Нонг-Еганское нефтяное месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты, в пределах Нижневартовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. Месторождение находится вблизи крупных разрабатываемых объектов, таких как Кечимовское, Покачевское и Восточно-Придорожное месторождения.

В геологическом строении Нонг-Еганского месторождения выделяются три структурных этажа: палеозойский фундамент, промежуточный перм-триасовый чехол и мезокайнозойский осадочный чехол. Последний представлен мощной толщей юрских, меловых, палеогеновых и четвертичных отложений. Юрские и меловые породы формируют нижний структурный этаж, а палеогеновые и четвертичные — верхний.

В разрезе юрской системы выделяются горелая, тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты. Продуктивные пласты приурочены к верхнеюрским отложениям васюганской (пласт ЮВ11) и баженовской (пласты ЮВ0, ЮВ01) свит, а также к нижнемеловым отложениям мегионской (пласт Ач10) и ванденской (пласты БВ2, БВ3, БВ6, БВ71) свит.

Меловая система представлена мегионской, ванденской, алымской и покурской свитами. Ванденская свита, разделенная на две подсвиты, содержит основные продуктивные горизонты БВ2 и БВ3, сложенные мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Палеогеновые и четвертичные отложения выполняют роль региональных покрышек.

Месторождение расположено на северном склоне Нижневартовского свода, осложненного Покачевским куполовидным поднятием. Кровля доюрского фундамента характеризуется блоковым строением с амплитудой разломов до 50 м. Верхний структурный этаж повторяет рельеф горизонта «А», выделяются Нонг-Еганская, Южно-Нонг-Еганская и Лехатовская антиклинальные структуры III порядка.

Промышленная нефтеносность установлена в четырех комплексах:

- Неокомский (ванденская свита) — пласты БВ2, БВ3, БВ6, БВ71;

- Ачимовский (мегионская свита) — пласт Ач10;
- Баженовский (баженовская свита) — пласты ЮВ0, ЮВ01;
- Васюганский (васюганская свита) — пласт ЮВ11.

Коллекторы представлены терригенными породами с пористостью 18-22% и проницаемостью до 150 мД. Залежи относятся к структурно-литологическому типу, ограничены зонами глинизации и водонефтяными контактами.

Основные методы вторичного вскрытия пластов включают кумулятивную и гидропескоструйную перфорацию. На примере скважины №3118 проведены работы по восстановлению продуктивности пласта БВ3. Геофизические исследования (С/О-каротаж, гидродинамические испытания) подтвердили приток обводненной продукции (до 96-100%), что требует дальнейших мероприятий по снижению обводненности.

Нонг-Еганское месторождение характеризуется сложным геологическим строением и выработанными запасами, что делает актуальным применение современных технологий интенсификации добычи для повышения коэффициента извлечения нефти.

Методика исследования. Методология работ по вторичному вскрытию и освоению продуктивных пластов. В контексте разработки нефтяных и газовых месторождений, обеспечение эффективной связи между стволом скважины и продуктивным пластом является критически важной задачей. Вторичное вскрытие и освоение скважин представляют собой комплекс технологических операций, направленных на создание и оптимизацию этой связи после крепления скважины обсадной колонной и цементирования.

Вторичное вскрытие включает различные методы перфорации, каждый из которых имеет свои принципы действия и области применения:

- Пулевая и торпедная перфорации: Исторически более ранние методы, основанные на механическом пробивании обсадной колонны и цементного кольца пулями или разрывными снарядами. Несмотря на свою роль в развитии отрасли, они имеют ограничения по глубине проникновения и могут

приводить к нестабильным результатам и повреждению колонны.

- Кумулятивная перфорация: Наиболее распространенный метод, использующий направленную энергию взрыва для создания каналов с помощью кумулятивных зарядов. Этот метод обеспечивает высокую точность и регулируемые параметры перфорации, но может вызывать уплотнение вокруг каналов.

- Гидропескоструйная перфорация: Технология, основанная на абразивном воздействии высокоскоростной струи жидкости с песком. Позволяет создавать каналы с чистыми стенками и выполнять дополнительные операции по интенсификации притока, но менее эффективна в особо прочных породах.

- Гидромеханическая щелевая перфорация: Сочетает механическое прорезание щели в колонне с гидродинамической обработкой пласта. Обеспечивает точечное вскрытие и значительное увеличение площади контакта с пластом при минимальном воздействии на целостность скважины.

- Химические методы перфорации: Основаны на контролируемом растворении материала обсадной колонны для создания фильтрационных каналов. Применимы для тонкослоистых пластов и позволяют избежать ударных нагрузок, но требуют тщательного подбора реагентов.

Выбор конкретного метода перфорации зависит от множества факторов, включая геолого-технические условия, характеристики пласта и состояние скважины.

После вторичного вскрытия проводится освоение скважины для восстановления ее продуктивности и удаления загрязнений из призабойной зоны. Различные методы освоения применяются в зависимости от пластового давления и характеристик коллектора:

- Тартание и поршневание (свабирование): Механические методы удаления жидкости из скважины с использованием желонки (тартание) или поршня (поршневание). Применяются для неглубоких или загрязненных скважин, но имеют ограничения по производительности и глубине.

- Метод замены скважинной жидкости: Снижение забойного

давления путем замены плотного бурового раствора на менее плотную жидкость. Безопасный и контролируемый метод, подходящий для устойчивых коллекторов.

- Компрессорный способ: Нагнетание газа в затрубное пространство для снижения плотности столба жидкости и создания депрессии на пласт. Эффективен для фонтанных и газлифтных скважин, обеспечивает значительную депрессию и контроль процесса.

- Освоение скважин методом закачки газированной жидкости: Продвинутый вариант компрессорного метода, использующий смесь жидкости и газа для регулируемого снижения плотности рабочей среды. Эффективен для глубоких скважин и позволяет точно контролировать депрессию.

- Освоение скважин с использованием глубинных насосов: Применяется на поздних стадиях разработки при низком пластовом давлении. Постепенное снижение забойного давления достигается планомерной откачкой жидкости штанговыми или центробежными насосами.

- Особенности освоения нагнетательных скважин: Для нагнетательных скважин применяется стратегия интенсивного дренирования для максимального удаления загрязнений и достижения стабильной приемистости.

Для успешного проведения работ необходимо соблюдение ряда требований, включая сохранение естественных фильтрационных свойств пласта в процессе бурения, высокое качество крепления скважины (центрирование колонны, качество цементирования) и тщательная очистка ствола скважины.

Результаты геофизических исследований, таких как С/О-каротаж и интерпретация данных компрессирования и свабивирования, позволяют оценить эффективность проведенных работ, определить работающие интервалы и выявить возможные проблемы, такие как высокая обводненность продукции.

Таким образом, комплексный подход к вторичному вскрытию и освоению скважин, основанный на знании особенностей месторождения, правильном выборе методов и оборудования, а также контроле процесса с помощью

геофизических исследований, является залогом успешной эксплуатации продуктивных пластов.

Результаты работ. С целью оценки эффективности проведенных работ по вторичному вскрытию продуктивных пластов на скважине № 3118 Нонг-Еганского месторождения, был проведен комплекс геофизических исследований скважин (ГИС), включающий перфорацию на кабеле и трубах, а также гидродинамические исследования (ГДИ) при компрессировании и свабировании.

По данным ГИС от 02.02.2025, перфорация на кабеле в интервале 2370.0-2374.5 м (пласт БВ3), проведенная 01.02.2025, подтверждена по термометрии (ТМ) и локатору муфт (ЛМ). Текущий забой до перфорации составлял 2383.60 м, после — 2384.50 м. Уровень жидкости до перфорации зафиксирован на 795.5 м, после — на 781.5 м. Давление на глубине замера 2370.0 м до перфорации составляло 90.33 ат, после — 157.93 ат.

Согласно результатам ГИС от 28.01.2025, выполненных после перфорации 27.01.2025 в интервале 2370.0 - 2374.50 м, перфорация также подтверждается по ТМ. Текущий забой до перфорации составлял 2376.0 м, после — 2386.3 м. Уровень жидкости до перфорации находился на 675.0 м, после — на 666.7 м. Давление на глубине замера 2370.0 м до перфорации составляло 168.90 ат, после — 169.77 ат.

Исследование от 22.01.2025, проведенное 21.01.2025, после перфорации на кабеле в интервале 2374.50-2375.00 м (пласт БВ3), также подтвердило перфорацию по ТМ. Текущий забой до перфорации составлял 2415.61 м, после — 2409.41 м. Уровень жидкости до перфорации был на 199.9 м, после — на 202.8 м. Давление на глубине замера 2374.5 м до перфорации составляло 212.52 ат, после — 212.24 ат.

ГИС при компрессировании, проведенные с 30.01.2025 по 31.01.2025, показали работу перфорированного пласта БВ3 в интервале 2371.0-2374.5 м с притоком воды и нефти. Дебит по кривой притока составил 15.47 м³/сут при забойном давлении 53.76 ат на кровле перфорации (гл. 2370.0 м). Дебит по

движению уровней составил 6.1 м³/сут при динамическом уровне 1785.7 м. Обводненность составила 96%. Пластовое давление по фоновому замеру на кровле пласта БВ3 (гл. 2370.0 м) составило 125.51 ат. Коэффициент продуктивности составил 0.09 м³/сут/ат.

В ходе ГИС при компрессировании с 17.03.2025 по 18.03.2025, получен слабый приток воды из кровельной части перфорированного интервала пласта БВ3. Источник обводнения — перфорированный пласт. Дебит по данным кривой притока составил 0.97 м³/сут при забойном давлении 43.33 ат на кровле перфорации (гл. 2370.0 м). Давление при фоновом замере на кровле интервала перфорации (гл. 2370.0 м) составило 101.92 ат. Дебит по данным движения уровней составил 1.0 м³/сут при динамическом уровне 1937.8 м. Обводненность составила 100 %.

ГИС при свабировании, выполненные с 05.02.2025 по 09.02.2025, также показали работу открытой части перфорированного пласта БВ3. Общий дебит по данным РГД составил 4 м³/сут. Дебит по данным кривой притока составил 5.98 м³/сут при забойном давлении 33.93 ат на кровле перфорации (гл. 2370.0 м). Дебит по данным движения уровней составил 5.4 м³/сут при динамическом уровне 1722.5 м. Обводненность составила 95%.

ГИС при компрессировании с 24.01.2025 по 25.01.2025 не выявили притока. Скважина была оценена как герметичная.

Комплексная оценка эффективности проведенных работ указывает на то, что вторичное вскрытие активизировало приток из пласта БВ3. Однако приток является высокообводненным (до 96-100%), что свидетельствует о необходимости дальнейших мероприятий для решения этой проблемы и повышения общей эффективности эксплуатации скважины. Техническое состояние эксплуатационной колонны в исследованных интервалах в основном герметично. Наличие осадка в скважине затрудняло полную оценку и интерпретацию некоторых данных.

Заключение. На основе представленных данных проведена комплексная оценка эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов на примере

скважины № 3118 Нонг-Еганского месторождения. Актуальность работы обусловлена необходимостью повышения эффективности эксплуатации скважин на поздних стадиях разработки и максимизации коэффициента извлечения углеводородов.

В работе изучены теоретические основы вторичного вскрытия пластов, включая различные методы перфорации (кумулятивная, гидropескоструйная, гидромеханическая щелевая, химические) и методы освоения скважин (тартание, поршневание, замена скважинной жидкости, компрессорный, закачка газированной жидкости, использование глубинных насосов). Представлена геолого-геофизическая характеристика Нонг-Еганского месторождения.

Основное внимание уделено анализу результатов работ по вторичному вскрытию и геофизических исследований в скважине № 3118. Описана конструкция скважины, интервалы перфорации и применяемое оборудование. Интерпретация данных С/О-каротажа и ИНГКС позволила определить текущее насыщение пластов БВ2 и БВ3, которое является смешанным ("нефть+вода", "вода+нефть") с варьирующимся коэффициентом нефтенасыщенности.

Анализ данных гидродинамических исследований (компрессирование, свабирование) показал, что после вторичного вскрытия наблюдается приток из перфорированного интервала пласта БВ3, однако приток является высокообводненным (до 96-100%). Дебиты по различным методам определения (кривая притока, движение уровней, РГД) варьируются. Техническое состояние эксплуатационной колонны в исследованных интервалах в основном герметично, но наличие осадка в скважине затрудняло полную оценку и интерпретацию некоторых данных, в частности, оценку перетоков снизу. Гидродинамические параметры, рассчитанные по данным КВД, имеют ориентировочный характер из-за недовосстановленности КВД.

Комплексная оценка эффективности проведенных работ позволяет сделать вывод, что вторичное вскрытие активизировало приток из пласта БВ3. Однако, высокая обводненность притока указывает на необходимость

дальнейших мероприятий, направленных на решение этой проблемы для повышения общей эффективности эксплуатации скважины. Перфорационные работы были подтверждены методами ГИС, такими как термометрия и локатор муфт.

В целом, выполненные работы позволили активизировать приток из пласта БВЗ, однако приток является высокообводненным, что требует дополнительных мероприятий для оптимизации эксплуатации скважины.