

УДК 622.276.6

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В СТИМУЛЯЦИИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

А. В. ДЕНИСЕНКО¹, А. В. СЕРЕБРЕННИКОВ², А. И. ГАВРИЛЕНКО¹

¹*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

²*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. В период с 2019 по 2025 г. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» ведет активную работу по разработке низкопроницаемых карбонатных отложений Припятского прогиба. В связи с крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами этих пород-коллекторов их промышленная разработка является экономически целесообразной исключительно при применении прогрессивных методов, таких как бурение скважин с протяженными горизонтальными стволами с последующим многостадийным гидроразрывом пласта.

Ключевые слова: многостадийный гидравлический разрыв пласта, трудноизвлекаемые запасы, геомеханическое моделирование.

Для цитирования. Денисенко, А. В. Новые технологические решения в стимуляции трудноизвлекаемых запасов Припятского прогиба / А. В. Денисенко, А. В. Серебрянников, А. И. Гавриленко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 2 (3). – С. 59–67.

NEW TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR STIMULATING HARD-TO-RECOVER RESERVES OF THE PRIPYAT TROUGH

A. V. DENISENKO¹, A. V. SEREBRENNIKOV², A. I. GAVRILENKO¹

¹*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

²*RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Annotation. In the period from 2019 to 2025 RUE “Production Association “Belorusneft” is actively working on the development of low-permeable carbonate deposits of the Pripyat trough. Due to the extremely low filtration and reservoir properties of these reservoir rocks, their industrial development is economically feasible only when using advanced methods, such as drilling wells with extended horizontal trunks followed by multi-stage hydraulic fracturing.

Keywords: multi-stage hydraulic fracturing, hard-to-recover reserves, geomechanical modeling.

For citation. Denisenko A. V., Serebrennikov A. V., Gavrilenko A. I. New technological solutions in the stimulation of hard-to-recover reserves of the Pripyat trough. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 2 (3), pp. 59–67 (in Russian).

Введение. Многолетний опыт по созданию, подбору, адаптации и внедрению технологий повышения эффективности разработки и нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти показал, что широкий спектр геолого-геофизических условий залежи углеводородов, постоянное изменение их во времени при разработке требуют постоянной адаптации и внедрения все более совершенных и эффективных методов воздействия на продуктивные пласты и призабойную зону скважин – создания арсенала эффективных технологий для широкого спектра геолого-физических условий залежей. При этом, планируя применение, адаптацию и внедрение новых

технологий, необходимо понимать, какие проблемы в разработке залежей нефти сможет решить та или иная технология, в каких граничных условиях геолого-геофизических свойств она может быть эффективна [1].

Повышение эффективности разработки ТрИЗ требует перехода от универсальных методов к созданию адресных технологических решений, учитывающих уникальные свойства каждой залежи.

Цель работы. Анализ геомеханических условий и оценка эффективности нового технологического решения по стимуляции ТрИЗ в отложениях I–III пачек Речицкого месторождения, заключающегося в целенаправленной инициации трещин гидроразрыва пласта (ГРП) во II пачке для дренирования вышележащего продуктивного коллектора I пачки.

Описание работы. Предметом настоящего исследования являются отложения петриковского и елецкого горизонтов Речицкого нефтяного месторождения, приуроченные к верхней части межсолевой толщи, которую принято разделять на десять пачек (I–X). Отложения I–III пачек имеют вертикальную эффективную мощность в пределах 3,8–8,1 м, коэффициент расчлененности – 4 и более. Толщины отложений I–III пачек не выдержаны и изменяются в следующем диапазоне: III пачки – 8÷32 м, II пачки – 15÷64 м, I пачки – 1÷24 м с общим увеличением толщин с юго-западной части площади в северо-восточном направлении. В целом отложения I–III пачек характеризуются хорошими показателями с точки зрения углеводородного (УВ) потенциала. Наилучшим УВ потенциалом обладают породы I пачки (очень хороший/отличный), а наихудшими – отложения III пачки (удовлетворительный/хороший). Отложения характеризуются ультранизкой проницаемостью пород-коллекторов 0,04–0,7 мД (по данным ГДИ), что обусловлено микропористым строением емкостного пространства (65 % пор имеют размер менее 10 мкм). Согласно стандарту организации РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» «Классификации трудноизвлекаемых запасов углеводородов» данная особенность позволяет отнести эти отложения к низкопроницаемым породам нетрадиционного типа [2]. Традиционные отложения IV–V пачек и VII–VIII пачек являются самостоятельными объектами разработки.

Стратегия разбуривания фонда скважин I–III пачек основывается на принципе ориентации горизонтальных стволов ортогонально направлению действия максимального горизонтального напряжения. Данный подход обеспечивает формирование поперечных трещин ГРП, что максимизирует площадь дренирования пласта за счет создания разветвленной системы трещин ГРП.

Разработка залежи углеводородов в отложениях I–III пачек сопряжена с комплексом технологических и геологических вызовов, характерных для ТрИЗ. Анализ данных по эксплуатации скважин в отложениях I–III пачек за 2024–2025 гг. выявил две проблемы: аномально высокая обводненность продукции и резкое снижение дебитов жидкости на фоне падающего пластового давления.

Ключевым геологическим фактором, усугубляющим ситуацию, является региональная неоднородность коллектора. Наиболее продуктивные скважины, демонстрирующие высокие дебиты нефти при низкой обводненности, сосредоточены в центральной и западной частях Речицкого месторождения, где значения эффективной пористости, содержания подвижных УВ ($S_0 + S_1$) и органического вещества (ТОС) оптимальны. В противоположность этому скважины восточного участка и Демеховского участка расположены в зонах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что предопределяет их низкую производительность с момента ввода в эксплуатацию.

Доминирующей проблемой является катастрофически высокая обводненность продукции, природа которой имеет двойственный характер. Основной причиной считается гидравлический прорыв трещин ГРП в нижележащий, обводненный пласт IV пачки. Данная гипотеза подтверждается геохимическим анализом добываемой жидкости: на восточном участке ее состав близок к воде, закачиваемой для поддержания пластового давления (ППД), что указывает на наличие прямой гидродинамической связи. Дополнительным негативным фактором выступает явление «Frac-hit» – влияние проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на соседние добывающие скважины, выражающееся в резком скачке их обводненности. Традиционные технологические решения, такие как оптимизация состава жидкостей разрыва и расклинивающего агента, не позволили полностью нивелировать данный риск. Выявленные проблемы требуют комплексного геомеханического анализа для оптимизации технологической схемы освоения и параметров ГРП.

Процесс инициации трещины ГРП описывается классическим критерием хрупкого разрушения. Зарождение трещины происходит в момент, когда давление нагнетаемой жидкости в стволе скважины преодолевает суммарное сопротивление, состоящее из двух компонентов: минимального главного сжимающего напряжения, действующего в данной точке, и прочности породы на растяжение. Прочность на растяжение для большинства осадочных пород (песчаники, алевролиты, известняки) является величиной относительно постоянной и обычно на порядок ниже их прочности на сжатие. Таким образом, основным переменным параметром, определяющим давление разрыва, является именно величина минимального главного напряжения.

Рекомендация по выбору для перфорации и инициации разрыва интервалов с минимальным значением главного напряжения носит комплексный характер и обусловлена требованиями к контролируемости, предсказуемости и эффективности процесса. Такая стратегия обеспечивает формирование простой, плоской и предсказуемой по геометрии трещины. Поскольку трещина сразу же иницируется в плоскости, перпендикулярной минимальному напряжению, ее последующий рост является относительно стабильным и стремится распространяться в направлении, определяемым региональным градиентом поля напряжений, пока не встретит геологические или механические барьеры, способные изменить ее траекторию, форму или привести к остановке. Это позволяет с высокой степенью достоверности прогнозировать длину, высоту и ориентацию трещины с помощью современных симуляторов, что критически важно для оптимального размещения пропантa и оценки охвата пласта воздействием.

Корректная инициация гарантирует создание надежного соединения (гидравлической связи) между стволом скважины и телом трещины. Это залог эффективного последующего заполнения трещины пропантом и ее сохранности после закрытия. Пропант, размещенный в такой трещине, равномерно распределяется по ее длине, обеспечивая создание высокопроводящего канала от удаленных зон пласта к стволу скважины. Таким образом, основная цель ГРП – создание протяженной дренирующей магистрали – достигается наиболее полно.

Если инициация трещины по каким-либо причинам (ошибки в определении профиля напряжений, некачественная перфорация, наличие естественных трещин или каверн вблизи ствола) происходит в интервале, где локальное главное напряжение не является минимальным для пласта, возникают многочисленные негативные эффекты, коренным образом влияющие на результат операции [4].

Геомеханическая модель краевых (восточный, западный и Демеховский) участков залежи I–III пачек Речицкого месторождения характеризуется высокой (неравномерной) анизотропией горизонтальных напряжений. При проводке скважин в пределах I пачки инициация трещины происходит в этой же пачке, где латеральные

напряжения выше на 5–15 %, чем в подстилающих пропластках II пачки. С учетом перекрытия I пачки вышележащими соленосными толщами подобная конфигурация напряжений существенно влияет на конечную геометрию трещин и создает ряд неконтролируемых проблем, основные из которых – это прорыв в нижележащие отложения IV пачки и нерациональное размещение пропантных масс в интервалах пород-коллекторов (рис. 1). При этом при проведении МГРП в таких условиях трещина ГРП стремится в зону минимальных стрессов и соответственно увеличивается по высоте. Учитывая тот факт, что вышележащие отложения являются флюидоупором в виде соленосной толщи, в котором трещина ГРП не может развиваться, рост трещины по высоте идет в основном вниз в направлении III и IV пачек. Также при смыкании трещины ГРП большая часть расклинивающего агента под силой гравитации оседает ниже ствола скважины (в зоне отложений II–IV пачек), в связи с чем проводимость трещины в целевом объекте будет значительно ниже. Для эффективного удержания расклинивающих агентов в трещине необходима пропорциональная вертикальная экспансия трещины. Это позволит минимизировать оседание и, как следствие, повысит вероятность более эффективного формирования проницаемости в целевом объекте. Иными словами, чем больше свободного места для развития трещины выше ствола скважины, тем большая масса расклинивающего агента осядет к стволу скважины под силой гравитации. Вышеописанные явления подтверждаются моделями трещин ГРП в программных продуктах FracPro и RH-GRID (рис. 2).

Данная концепция распределения напряжений в интервалах пород I–III пачек и ее влияние на развитие трещин в ходе МГРП объясняет высокую обводненность продукции, добываемой из скважин восточного, северного и Демеховского участков. Полученные результаты свидетельствуют о необходимости пересмотра существующего подхода к проведению МГРП на данном месторождении. Перспективным направлением представляется бурение скважин преимущественно во II пачке, где распределение минимального напряжения в разрезе минимально.

С целью подтверждения данной концепции выбраны скважины 492 и 487 Речицкого месторождения, бурение которых осуществлялось в пределах отложений II пачки в зоне наименьших горизонтальных напряжений.

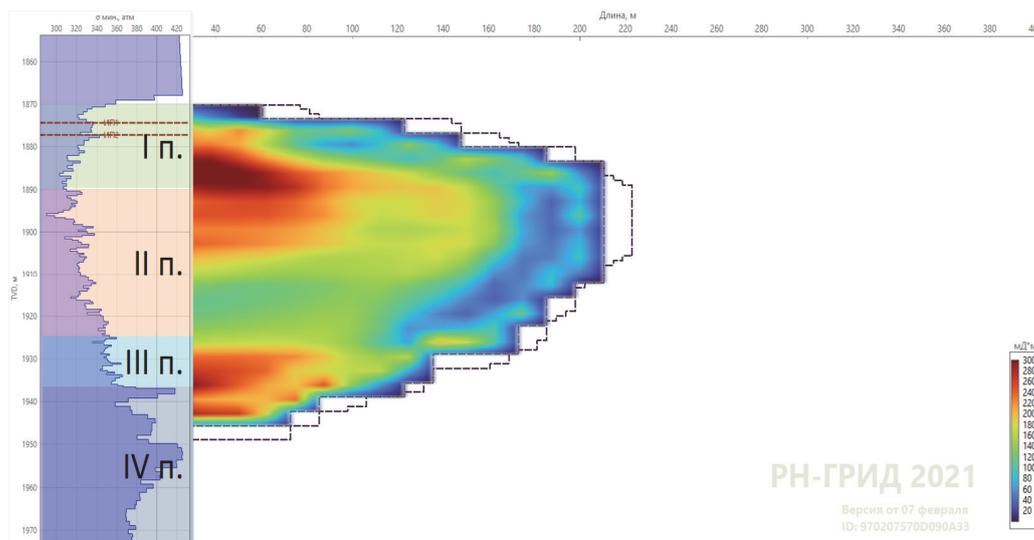


Рис. 1. Фактические результаты моделирования ГРП скважины 470 с инициацией трещины в интервале I пачки

Fig. 1. Actual results of modeling well 470 with fracture initiation in the II interval

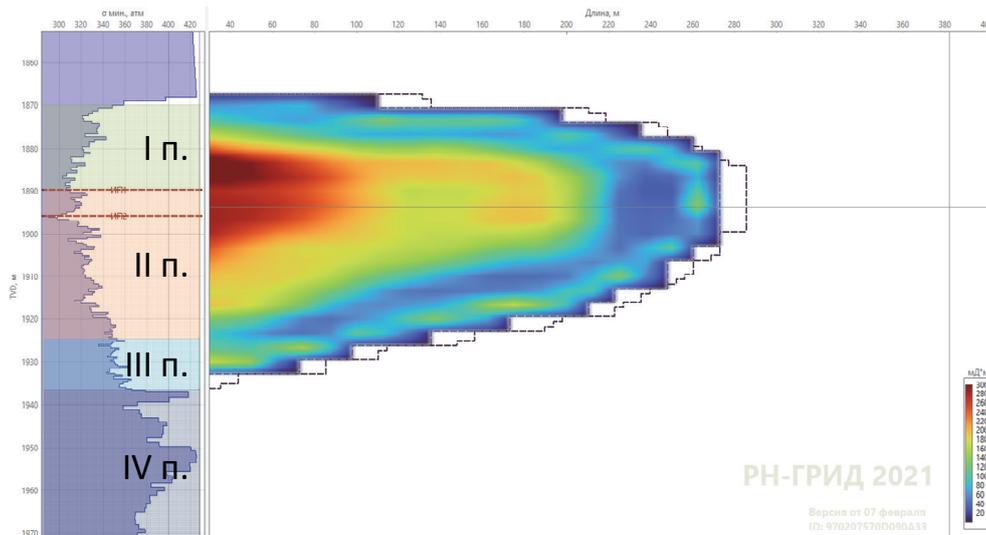


Рис. 2. Результаты моделирования ГРП скважины 470 с инициацией трещины в интервале II пачки

Fig. 2. Results of modeling well 470 with fracture initiation in the II interval

Скважина 492 пробурена в пределах II пачки согласно скорректированному проектному профилю (рис. 3). Протяженность горизонтального участка составила 2318 м, при этом по результатам геофизических исследований скважины суммарная мощность вскрытых стволом скважины коллекторов традиционного и нетрадиционного типов составляет 1658,2 м: нетрадиционные коллектора (I–II пачки) – 1656,2 м, традиционные коллектора (I пачка) – 2 м. Таким образом, доля традиционных коллекторов составила $\sim 0,1\%$ от суммарно вскрытых целевых коллекторов и $\sim 0,12\%$ от интервала освоения по стволу скважины, доля нетрадиционных коллекторов составила $\sim 73\%$ от суммарной длины горизонтального участка скважины.

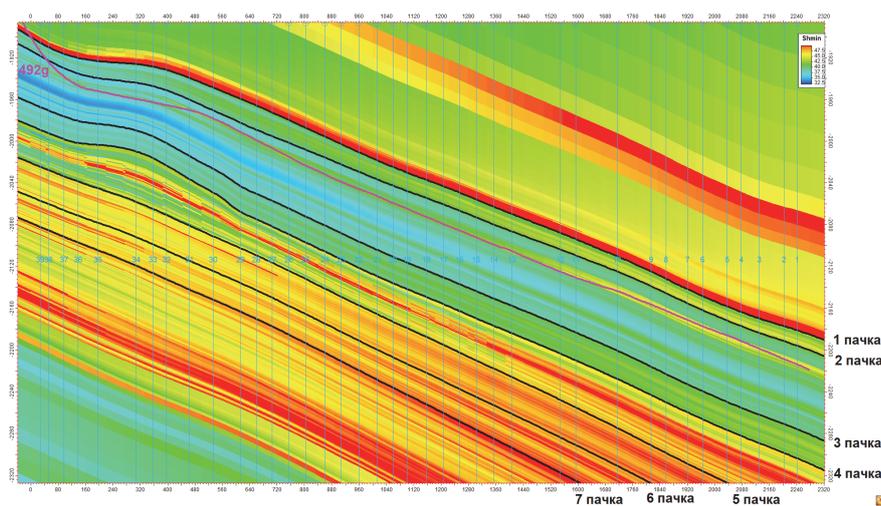


Рис. 3. Фактический профиль минимального латерального стресса, МПа через скважину 492

Fig. 3. Actual minimum lateral stress profile, MPa through well 492

Результаты геофизических исследований, полученные после бурения скважины 492, выявили существенные расхождения с прогнозной геомеханической моделью. Фактические данные демонстрировали инверсное распределение горизонтальных напряжений: в интервале II пачки значения минимального горизонтального напряжения достигали 45–46 МПа, что на 12–18 % превышало показатели в вышележащей I пачке (39–41 МПа). Подобная конфигурация противоречит предлагаемой концепции инициации трещины ГРП и увеличивает риск прорыва в водоносные отложения IV пачки.

Основные результаты МГРП скважины 492:

- выполнено 39 стадий МГРП в соответствии с планом работ;
- всего закачано в пласт 2353 т расклинивающего агента (при плане – 2370 т);
- суммарно закачано 23428 м³ жидкости разрыва (при плане – 22315 м³). При этом ~ 1100 м³ закачано при продавке кислотного состава в интервал перфорации для снижения потери давления на трение (ПДТ) в призабойной зоне (ПЗП) пласта и интервала перфорации (ИП).

Технологически МГРП выполнен успешно и без осложнений. После ввода в эксплуатацию в январе 2025 г. скважина вышла на режим с дебитом жидкости 105–130 м³/сут при средней обводненности продукции на уровне 90 %. К сентябрю 2025 г. наблюдалась стабилизация работы скважины с установившимся дебитом жидкости 65–80 м³/сут и снижением обводненности до 80–85 %.

На основании результатов геохимических исследований установлено, что добываемая нефть соответствует пласту I–III пачек. Данный вывод подтверждается результатами хроматографического исследования, выявившего совпадение ключевых пиков с реперной хроматограммой, а также значениями плотности нефти, характерными для указанного интервала. Вместе с тем происхождение водной фазы в добываемой продукции остается неидентифицированным в рамках проведенных исследований.

Скважина 487 также пробурена в пределах II пачки согласно скорректированному проектному профилю. Протяженность горизонтального участка составила 2160 м, при этом суммарная мощность вскрытых стволом скважины коллекторов традиционного и нетрадиционного типов составила 1610,3 м: нетрадиционные коллекторы (I–II пачки) – 1467,8 м, традиционные коллекторы (I–II пачки) – 142,5 м, при протяженности интервала освоения ~1989 м. Таким образом, доля традиционных коллекторов составила ~ 8,9 % от суммарно вскрытых целевых коллекторы и ~ 7,2 % – от интервала освоения по стволу скважины, доля нетрадиционных коллекторов составила ~ 73,8 % от суммарной длины горизонтального участка скважины.

Основные результаты МГРП скважины 487:

- выполнено 30 стадий МГРП в соответствии с планом работ;
- всего закачано в пласт 1728 т расклинивающего агента (при плане – 1730 т);
- суммарно закачано 15067 м³ жидкости разрыва. При этом ~ 674 м³ закачано при продавке кислотного состава в интервал перфорации для снижения ПДТ в ПЗП и ИП.

Технологически МГРП выполнен успешно и без осложнений. Анализ эксплуатации скважины 487 и соседних с ней скважин показывает (см. таблицу), что после запуска скважины с марта 2025 г. к октябрю 2025 г. скважина эксплуатируется со средней обводненностью 65,5 %, накопленная добыча нефти при этом составила 4228,5 т (рис. 5).

Параметры работы скважины 487 и соседних добывающих скважин

Performance parameters of well 487 and neighboring production wells

Скважина	484	485	486	487
Отложения	Ip	Ip	Ip	IIп
Режим работы	Постоянный	Постоянный	Постоянный	Постоянный
Способ эксплуатации	ЭЦН-80	ЭЦН-80	ЭЦН-80	ЭЦН-60
Дебит нефти, т/сут	3,69	8,26	5,61	25,1
Дебит жидкости, т/сут	23,37	37,59	24,16	72,81
Обводненность, %	84,23	78,02	76,78	65,52
Добыча нефти за месяц, т	110,6	242,9	167,8	702,9
Накопленная добыча, т	2801,8	2941,3	2966,7	4228,5

Для сравнения – ближайшие соседние скважины 484, 485 и 486, обводненность по которым составляет 76–84 %; накопленная добыча нефти по скважинам составила 2800–2970 т, причем соседние скважины были запущены в эксплуатацию ранее скважины 487.

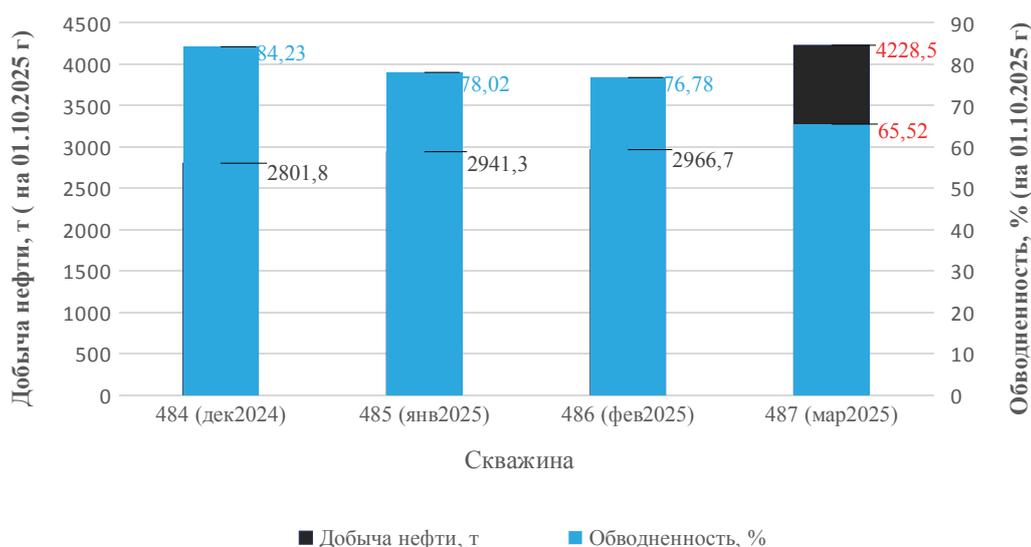


Рис. 4. Показатели эксплуатации скважины 487 и соседних скважин

Fig. 4. Performance indicators of well 487 and neighboring wells

На основании результатов геохимических исследований установлено, что добываемой продукцией скважины 487 является нефть пласта I–III пачек. Этот вывод подтверждается полным совпадением хроматограммы нефти с базовой диаграммой и плотностью нефти, характерной для данного пласта.

Заключение. Проведенные опытно-промышленные работы, в частности, реализованная методика бурения и последующего проведения ГРП по II пачке петриковско-елецкой залежи, позволили получить важнейшее практическое подтверждение теоретических моделей. Было эмпирически доказано, что существует реальная возможность эффективного приобщения к разработке вышележащего коллектора I пачки путем целенаправленной инициации трещины гидравлического разрыва в целевом

пласте, расположенном ниже по разрезу. Данный феномен становится возможным благодаря управляемому росту трещины в вертикальном направлении, который контролируется градиентом напряжений и контрастом механических свойств между пропластками. При корректном проектировании, когда трещина инициируется в интервале с минимальным стрессом во II пачке, ее вертикальный рост может целенаправленно распространяться в зону I пачки, создавая единую дренирующую магистраль для нескольких продуктивных слоев.

Кроме того, полученный опыт управления геометрией трещины позволяет сформулировать усовершенствованный подход к проектированию перфорационных кластеров в условиях геологической неопределенности. В частности, для минимизации рисков при нештатных ситуациях, таких как непредвиденный «вылет» ствола скважины из оптимального интервала целевого коллектора, рекомендуется применять стратегию размещения кластеров перфорации в смежных породах, не являющихся коллекторами. Тем самым мы будем выполнять функцию целенаправленного приобщения к разработке выше- или нижележащих коллекторов, которые не были вскрыты стволом скважины в процессе бурения.

Ключевым условием для успешной реализации такой стратегии является прецизионное геомеханическое моделирование. Необходимо не просто идентифицировать интервал с минимальным напряжением, но и спрогнозировать поведение трещины в условиях конкретного литолого-стратиграфического разреза, точно оценивая барьеры, сдерживающие вертикальный рост, и зоны ослабленности, которые могут ему способствовать. Только при наличии высоконадежной модели, верифицированной данными геофизических исследований и мини-ГРП, можно прогнозировать, будет ли рост трещины контролируемым и направленным в целевую I пачку, или же он станет неконтролируемым и приведет к нежелательному контакту с непродуктивными или обводненными зонами.

Подтверждена эффективность предложенного технологического решения. Результаты опытно-промысловых работ на скважине 487 позволили снизить обводненность продукции на 18 % и увеличить накопленную добычу нефти на ~ 45 % по сравнению со скважинами-соседками, пробуренными по I пачке. Низкая эффективность работ по освоению скважины 492 является следствием ошибки в прогнозе геомеханических свойств, что сделало предложенную концепцию неэффективной.

Таким образом, по результатам уже проведенных работ можно сделать вывод о том, что совместное развитие геомеханического моделирования, технологий и приемов первичного вскрытия пород-коллекторов и выполнения ГРП позволит существенно повысить эффективность выполняемых работ, оптимизировать процессы принятия решений и стратегию разработки залежей ТриЗ.

Литература

1. Современные подходы в планировании разработки новых технологий повышения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти / П. П. Повжик, Н. А. Демьяненко, А. О. Чекан, П. В. Шамбир // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2022. – № 2 (128). – С. 57–65.
2. Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов Припятского прогиба и основные проблемы их разработки / П. П. Повжик, А. В. Халецкий, В. Г. Седач, Н. А. Демьяненко // Недропользование XXI век. – 2017. – № 6 (69). – С. 38–45.
3. Войтехин, О. Л. Технологические подходы к оптимизации темпа разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяного месторождения / О. Л. Войтехин, А. Б. Невзорова // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2023. – № 3. – С. 67–79.

4. Economides, M. J. Reservoir Stimulation / M. J. Economides, K. G. Nolte. – 3rd ed. – Chichester : John Wiley & Sons, 2000. – 856 p.
5. Mironenko, K. V. A Case Study of Highrate Multistage Hydraulic Fracturing in Petrikov Horizon of the Pripyat Trough / K. V. Mironenko, O. L. Voytekhin, V. V. Marchenko : art. // SPE Eastern Europe Subsurface Conference, 23–24 november 2021. – Kyiv, 2021. – DOI 10.2118/208516-MS

References

1. Povzhik P. P., Dem'yanenko N. A., Chekan A. O., Shambir P. V. Modern approaches to planning the development of new technologies for enhancing oil recovery from hard-to-recover oil reserves. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = Equipment and technologies for the oil and gas complex*, 2022, no. 2 (128), pp. 57–65 (in Russian).
2. Povzhik P. P., Khaletskii A. V., Sedach V. G., Dem'yanenko N. A. Classification of hard-to-recover hydrocarbon reserves of the Pripyat Trough and the main problems of their development. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2017, no. 6 (69), pp. 38–45 (in Russian).
3. Voitekhin O. L., Nevzorova A. B. Technological approaches to optimizing the rate of development of hard-to-recover oil reserves. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2023, no. 3, pp. 67–79 (in Russian).
4. Economides M. J., Nolte K. G. *Reservoir Stimulation*. Chichester, John Wiley & Sons, 2000. 856 p.
5. Mironenko K. V., Voytekhin O. L., Marchenko V. V. A Case Study of High-rate Multistage Hydraulic Fracturing in Petrikov Horizon of the Pripyat Trough. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference, November 23–24, 2021*. Kyiv, 2021. <https://doi.org/10.2118/208516-MS>

Информация об авторах

Денисенко Антон Валерьевич – ведущий инженер-технолог лаборатории гидравлического разрыва пласта. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Denisenko@beloil.by

Серебренников Антон Валерьевич – кандидат технических наук, главный инженер – заместитель генерального директора. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Рогачевская, 9, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Serebrennikov@beloil.by

Гавриленко Александр Иванович – кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории интенсификации добычи нефти. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.I.Gavrilenko@beloil.by

Information about the authors

Denisenko Anton Valerievich – senior frac engineer of the hydraulic fracturing laboratory. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Denisenko@beloil.by

Serebrennikov Anton Valerievich – candidate of technical sciences, chief engineer – deputy general director. RUE “Production Association “Belorusneft” (9, Rogachevskaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: Serebrennikov@beloil.by

Gavrilenko Alexander Ivanovich – candidate of technical sciences, leading researcher at the Laboratory for Intensification of oil production. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.I.Gavrilenko@beloil.by

Поступила в редакцию 16.05.2025