

Прогнозирование продуктивности горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта в условиях аномально низких фильтрационно-емкостных свойств пласта

Бетехтин С.С.¹, Валеев Р.Р.^{2,3}, Ахмадишин А.Т.², Зырянов Н.М.², Пуляевский М.С.^{2,3}

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; ²АО «Верхнеконскнефтегаз», Иркутск, Россия;

³Институт земной коры СО РАН, Иркутск, Россия

ss_betekhtin@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В статье приведены способы построения практической зависимости между запусковой продуктивностью и объемом трещин, создаваемых многостадийным гидравлическим разрывом пласта, а также практическое применение зависимости для прогнозирования продуктивности скважин, пробуренных в условиях низкопроницаемого карбонатного коллектора.

Материалы и методы

Для уточнения эффективности различных способов заканчивания скважин и интенсификации притока проведен анализ работы действующего фонда, определен наиболее эффективный подход к разработке низкопроницаемого карбонатного коллектора. С использованием статического подхода определена зависимость для определения продуктивности скважин.

Ключевые слова

трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ), карбонатный природный резервуар, заканчивание скважин, геолого-технологические мероприятия, продуктивность скважин

Авторы выражают благодарность коллективу АО «Верхнеконскнефтегаз» за предоставленные материалы и разрешение на публикацию данной работы, а также Михаилу Ивановичу Самойлову, старшему эксперту ООО «РН-ГИР», за предложенные идеи и корректировку текста статьи.

Для цитирования

Бетехтин С.С., Валеев Р.Р., Ахмадишин А.Т., Зырянов Н.М., Пуляевский М.С. Прогнозирование продуктивности горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта в условиях аномально низких фильтрационно-емкостных свойств пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 82–87. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-82-87

Поступила в редакцию: 21.07.2026

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Forecasting the productivity of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing under conditions of abnormally low reservoir filtration and capacity properties

Betekhtin S.S.¹, Valeev R.R.^{2,3}, Akhmadishin A.T.², Zyryanov N.M.², Pulyaevsky M.S.^{2,3}

¹“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia; ²“Verkhnechonskneftegaz” JSC, Irkutsk, Russia;

³Institute of the earth's crust SB RAS, Irkutsk, Russia

ss_betekhtin@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The article presents methods for constructing a practical relationship between start-up productivity and the volume of fractures created by multi-stage hydraulic fracturing, as well as the practical application of the relationship for predicting the productivity of wells drilled in low-permeability carbonate reservoir conditions.

Materials and methods

To clarify the effectiveness of various well completion and stimulation methods, an analysis of the existing well stock was conducted, and the most effective approach for developing a low-permeability carbonate reservoir was determined. Using a static approach, a relationship was established for determining well productivity.

Keywords

hard-to-recover oil reserves, carbonate natural reservoir, well completion, geological and technological measures, well productivity

For citation

Betekhtin S.S., Valeev R.R., Akhmadishin A.T., Zyryanov N.M., Pulyaevsky M.S. Forecasting the productivity of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing under conditions of abnormally low reservoir filtration and capacity properties. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 82–87. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-82-87

Received: 21.07.2026

Введение

В последние годы крупные нефтегазовые компании все больше обращают свое внимание на разработку низкопроницаемых карбонатных коллекторов, поскольку именно в них скрывается значительная часть потенциальных запасов углеводородов. Для Восточной Сибири этот вопрос особенно актуальный: более 90 % продуктивных пластов в регионе относятся к категории низкопроницаемых карбонатных объектов, но их фактическая выработка составляет менее 3 %. Причина этого в том, что большинство этих объектов относится к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) с проницаемостью ниже 1–2 мД, что существенно ограничивает естественный приток флюида в скважину. Появление новых технологий многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), интенсификации притока и применения различных жидкостей разрыва стало решающим фактором, позволяющим работать с подобными объектами, разработка которых раньше считалась бесперспективной и нерентабельной.

Эффективность применения МГРП в условиях низкопроницаемых карбонатных коллекторов является основным драйвером для достижения целевой продуктивности новых скважин. Однако применение данной технологии существенно затрудняет определение продуктивности новых скважин, поскольку приток флюида к скважине зависит от множества технологических и геологических параметров. Дополнительным фактором является высокая однородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта, за счет чего геологические параметры оказывают вторичное влияние на запускные показатели по сравнению с технологическими. При этом необходимо иметь точную и отработанную методику прогнозирования продуктивности горизонтальных скважин (ГС) с МГРП в условиях аномально низких ФЕС пласта для определения производительности спускаемого глубинно-насосного оборудования (ГНО) и выбора оптимального технологического подхода к разработке, направленного на эффективное освоение месторождения. В статье особое внимание уделяется наиболее результативным методикам. Рассматриваются ключевые проблемы, возникающие при разработке, наилучшие технологические решения и используемый подход к прогнозированию продуктивности скважин.

Строение Верхнеконского месторождения

Верхнеконское нефтегазоконденсатное месторождение (ВЧНГКМ) сформировано следующими продуктивными горизонтами: верхнеконский (В10–13) непской свиты, представленный терригенным коллектором с высокой проницаемостью и вышележащие карбонатные объекты с низкими ФЕС: преображенский (Б12) катангской свиты, усть-кутский (Б3–4) тэтэрской свиты и осинский (Б1) уольской свиты (рис. 1) [1].

На терригенный объект приходится 55 % от начальных геологических запасов нефти (НГЗ), в то время как на вышележащие карбонатные объекты приходится 45 % НГЗ нефти месторождения ВЧНГКМ (рис. 2).

Главный актив месторождения — пласт В10–13. На сегодняшний день верхнеконский горизонт находится на третьей стадии разработки. Эксплуатационный фонд включает более 1 000 скважин. Бурение активно продолжается, однако ввиду высокой выработки перспективных районов бурения, становится все меньше, а краевое бурение

осложнено зонами с низкими ФЕС, выступами фундамента и частичным, а иногда полным засолением коллектора. Снижение текущих извлекаемых запасов в традиционных коллекторах терригенного типа вследствие их выработки диктует необходимость перехода к добыче ТРИЗ карбонатных объектов, имеющих низкую проницаемость. Основной из них — преображенский горизонт.

Преображенский горизонт представлен карбонатными породами, преимущественно водорослевыми доломитами. Формирование отложений пласта Б12 происходило в обстановках мелководного шельфа и приливо-отливной равнины в условиях эпикратонной карбонатной платформы, для которой характерны большая протяженность, выровненный рельеф и большая роль приливо-отливных процессов [2]. В целом, территория испытывала трансгрессию, отмечается унаследованность в изменении фаций вверх по разрезу. В связи с формированием пласта в условиях эпикратонной карбонатной платформы по всей площади месторождения отмечаются схожие условия осадконакопления и латеральная выдержанность пласта без резких фациальных изменений по площади.

Пласт Б12 характеризуется выдержанной общей толщиной, которая в среднем составляет 21 м. Эффективные толщины изменяются от 0,3 до 19,6 м, в среднем составляя 10 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по пласту изменяются в диапазоне 8,1–11,8 м, в среднем составляя 8,9 м. Газонасыщенная толщина варьируется в интервале 0,9–14,9 м. Среднее значение водонасыщенной толщины составляет 8,6 м. Отмечается значительное ухудшение свойств пласта к северо-восточной и восточной частям месторождения. Пластовая температура — 10–12 °С. Средняя пористость пласта составляет 11 % при средней проницаемости 1,3 мД, что позволило отнести запасы нефти пласта Б12 к категории ТРИЗ [2].

В связи со сложной тектоникой в пределах пласта выделяются 2 залежи чисто нефтяной зоны (ЧНЗ) и 3 залежи газонефтяной зоны (ГНЗ) с газовой шапкой; на севере месторождения расположена 1 залежь свободного газа с краевой водой (ЧГЗ, ГВЗ). Среди продуктивных горизонтов Б12 занимает второе место по величине начальных геологических запасов и содержит более 37 % запасов всего месторождения.

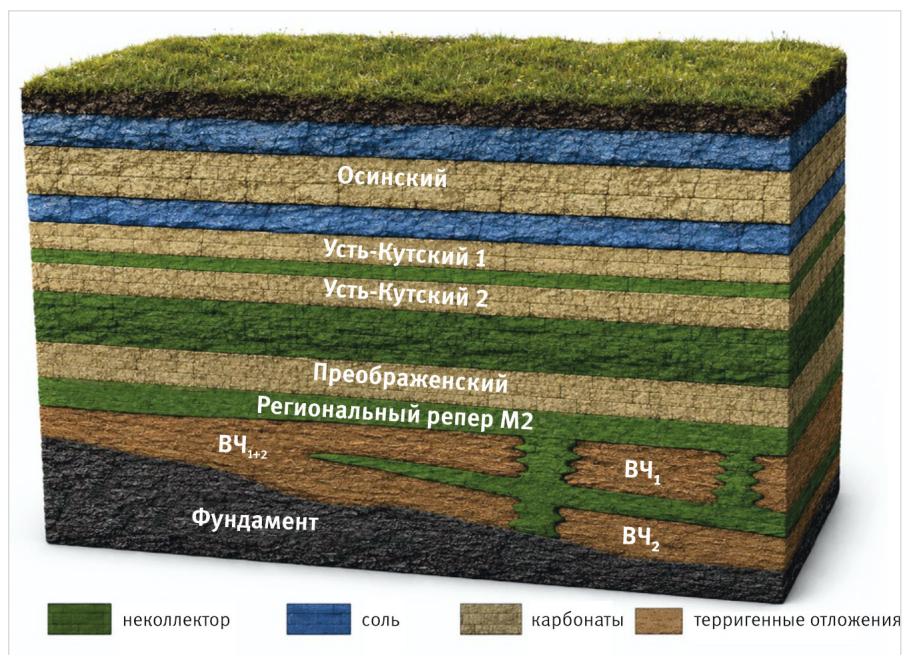


Рис. 1. Схема залегания пластов на ВЧНГКМ

Fig. 1. The bedding pattern of the layers at the VCNG field

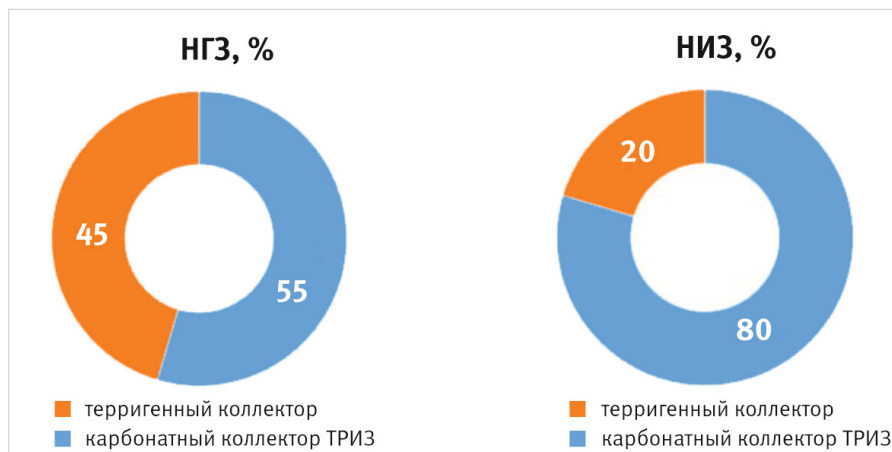


Рис. 2. Соотношение трудноизвлекаемых и традиционных запасов на ВЧНГКМ

Fig. 2. Ratio of hard-to-recover and conventional reserves at the VCNG field

В настоящее время продолжают доизучение и испытание карбонатных объектов Б1, Б3-4, тогда как продуктивный горизонт Б12 находится начальной стадии разработки.

Технологии разработки Преображенского горизонта (Б12)

На сегодняшний день общий фонд добывающих скважин на объекте Б12 — более 55 штук, из которых 41 скважина ГС с МГРП (от 5-ти до 14-ти стадий). Начиная с 2009 г. на объекте опробованы различные технологии и способы заканчивания наклонно-направленных и горизонтальных скважин и технологии проведения ГТМ (рис. 3):

- наклонно-направленные и горизонтальные (длиной 200м) скважины с соляно-кислотной и большеобъемной соляно-кислотной обработками (СКО и БСКО);
- наклонно-направленные и горизонтальные скважины с одностадийным гидравлическим разрывом пласта (ГРП) и/или кислотным ГРП;
- горизонтальные скважины с пропантным МГРП с поперечными и продольными трещинами;

- многозабойные скважины с суммарной проходкой до 4 000 м.

Объект находится в стадии активного бурения, запланированы участки пилотных работ для подтверждения эффективности скважин поддержания пластового давления. При разработке пласта Б12 решаются такие задачи как подбор эффективного типа заканчивания скважин и воздействия на пласт, выбор первоочередных участков для бурения, предпринимаются попытки управления геологическими рисками для повышения эффективности ГТМ и, в целом, оптимизации разработки объекта.

В 2024 г. впервые реализовано бурение ГС с МГРП с продольными трещинами (4 ЗБС и 1 ГС). При сопоставлении дебитов нефти (рис. 4) видно, что максимальный дебиты были получены в ГС с пропантным МГРП с поперечными трещинами [4]. При применении данной технологии получены наименьшие темпы падения (35 % за год), что указывает на эффективность примененных решений. По итогам опробования различных технологий закачивания и интенсификации притока для условий низкопроницаемого

карбонатного коллектора, наиболее эффективными с точки зрения продуктивности и удельной накопленной добычи нефти оказались ГС с пропантным МГРП с поперечными трещинами: коэффициент продуктивности (Кпрод) — $1,14 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$, текущая удельная добыча нефти — 34 тыс. т/скв.

Эволюция технологий ГРП для рассматриваемого объекта происходит от простого к сложному с учетом геологических особенностей региона — до 2020 г. были опробованы различные виды заканчивания и методы интенсификации притока. С 2015 г. в связи с выносом пропанта после проведения ГРП, было внедрено использование RCP-пропанта. Пропант RCP используется для закрепления трещин, создаваемых при ГРП, и обладает способностью консолидироваться (слипаться) в пластовых условиях, что препятствует выносу пропанта продуктами добычи и обеспечивает стабильность трещин в процессе эксплуатации скважины. С 2020 г. в активную фазу перешло бурение ГС длиной 1 000 м с 9 стадиями ГРП. За период 2020–2021 гг. проведено более 50 операций ГРП, на которых было получено 12 осложнений в виде «СТОПов». В период с 2021 по 2023 год используется формула для расчета трений в интервале перфорации/призабойной зоны пласта (ПЗП) на основе устьевых давлений, что позволило снизить количество осложнений вдвое при схожем количестве операций. Широко применяется геомеханическое моделирование для планирования ГРП [5].

В 2025 г. началось полномасштабное бурение на преображенском горизонте, а также опробование различных типов жидкостей разрыва, таких как сшитый гель, гель с поверхностно-активными веществами (ПАВ), линейный гель, гель с полиакриламидом — для скважин с поперечными трещинами МГРП и сшитый гель, ПАВ — для скважин с продольными трещинами МГРП. На текущий момент продолжается опробование различных жидкостей ГРП для поиска оптимальных технологий, поскольку по ряду жидкостей разрыва отсутствует достаточный набор данных для принятия окончательного решения.

Определение продуктивности ГС с МГРП на Б12

Одним из основных вопросов при разработке преображенского горизонта остается прогнозирование продуктивности скважин и выделение перспективных зон для формирования системы разработки. Был проведен анализ влияния различных параметров, как геологических, так и технологических на продуктивность ГС с МГРП. Было выявлено, что в условиях низкой изменчивости геологических параметров пласта Б12, технологические факторы (технология проведения ГРП, геометрия трещин, масса пропанта, длина ГС) демонстрируют наибольший вклад в продуктивность скважины по сравнению с геологическими характеристиками пласта. [6, 7]. На тепловой карте Пирсона представлены коэффициенты корреляции по всем признакам, наиболее сильные из них выделены цветом (рис. 5).

Поиск зависимости запускной продуктивности включал в себя рассмотрение геологических свойств пласта и технологических параметров самой скважины, а также группировку входных параметров по определенным критериям. На объекте Б12 был применен принцип разделения скважин по ориентации трещин ГРП: вдоль ствола

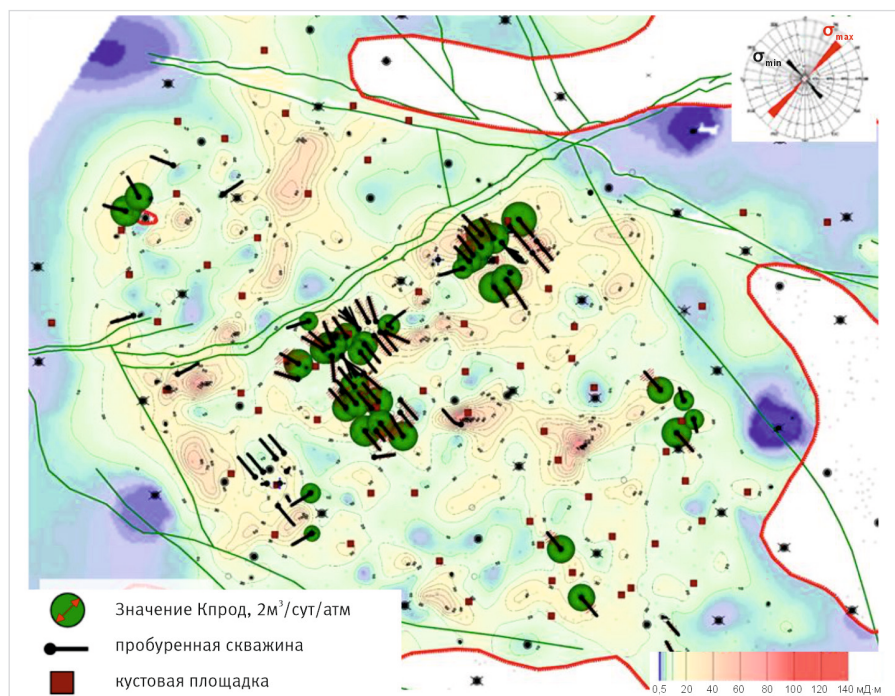


Рис. 3. Карта КН с действующим фондом на Б12

Fig. 3. KN map with the current fund on B12

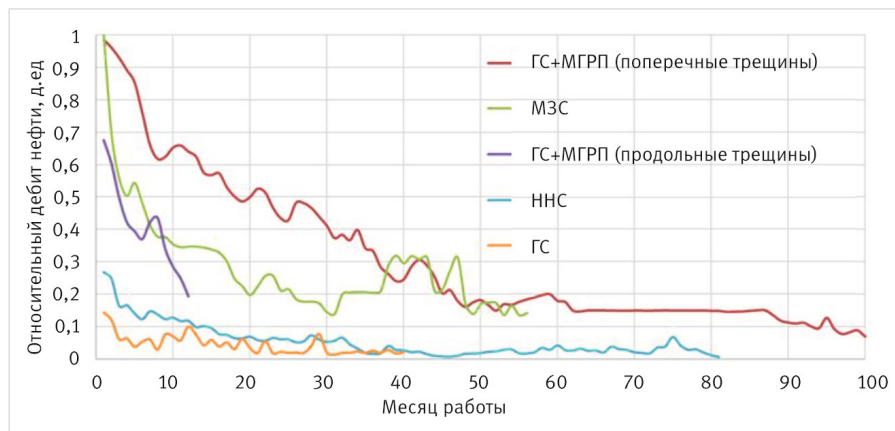


Рис. 4. Динамика работы скважин пласта Б12

Fig. 4. Dynamics of well operation in formation B12

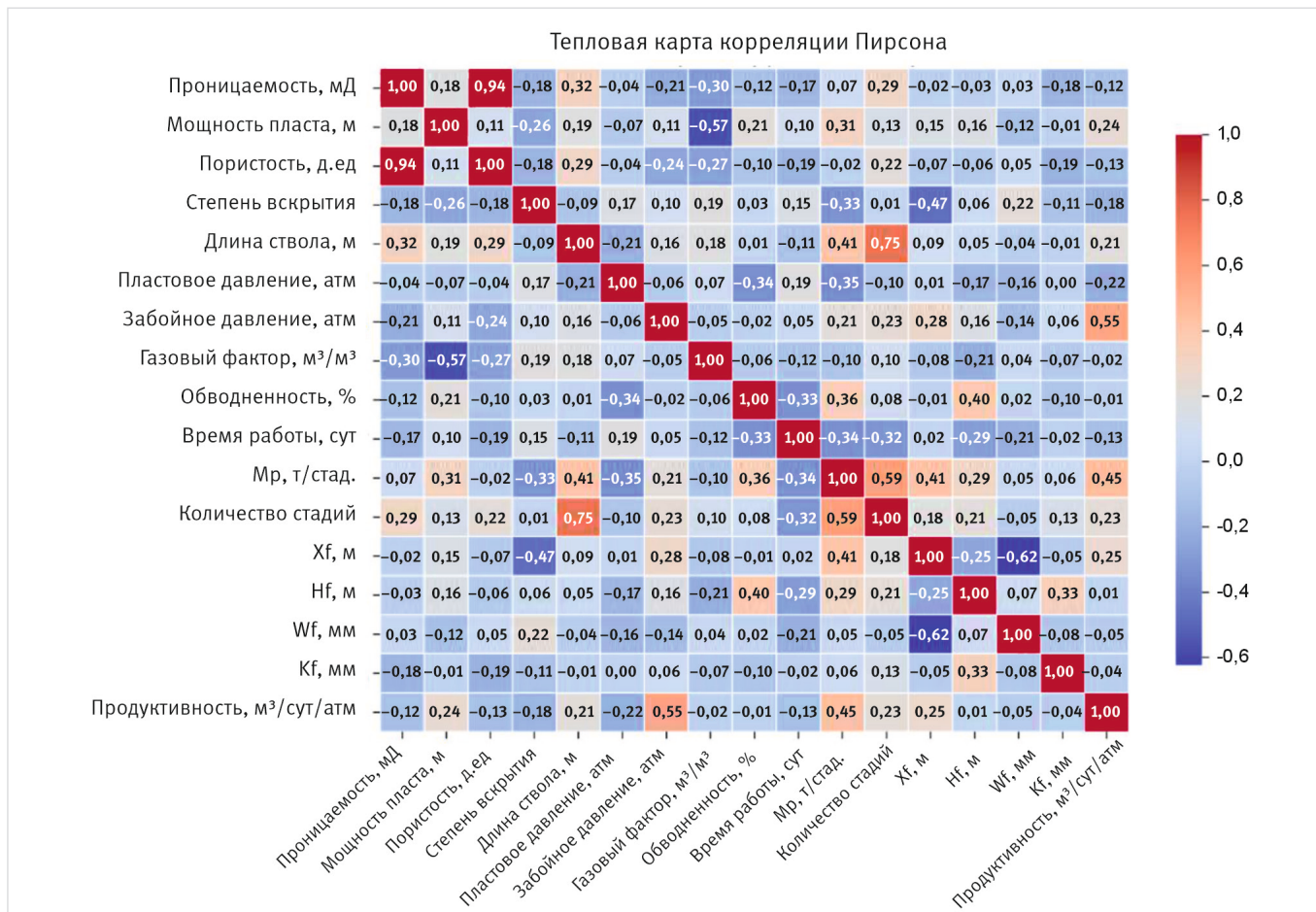


Рис. 5. Тепловая карта корреляции Пирсона
Fig. 5. Pearson correlation heat map

скважины и поперёк ствола скважины. Часть точек исключена из зависимостей, по причине роста газового фактора на запуске (некорректное определения Кпрод), по причине малого периода отработки (менее двух месяцев), а также по причине отличного от других скважин типа эксплуатационной колонны. В качестве исходных данных использовались более 30 геологических и технологических параметров, рассматривалось их взаимовлияние и влияние на продуктивность скважины. В процессе поиска оптимальной зависимости для определения продуктивности скважины, построены связи с более чем 20 параметрами (в том числе параметры трещин ГРП, время закрытия трещины, конструкция ГС, проводка, наличие ГНТ в нижележащем терригенном объекте, геология, технология, типы жидкости ГРП). Если сравнивать взаимосвязь продуктивности скважин с ФЕС пласта и объемом трещин ГРП в пласте, можно заметить отличную корреляцию продуктивности от технологических параметров и умеренную связь с параметром проницаемости, умноженной на мощность пласта (КН) (рис. 6). Несмотря на то, что больший вклад в запускную продуктивность вносят технологические параметры, пренебрегать геологическими характеристиками пласта будет некорректно, поскольку геологические свойства напрямую влияют на геометрию развития трещин, от них зависит на сколько трещина будет развиваться в длину, высоту и ширину, какая будет скорость закачки и технология проведения ГРП.

При проведении многостадийного ГРП в пласте образуются магистральные трещины, по которым происходит приток флюида в ствол скважины. Область дренирования

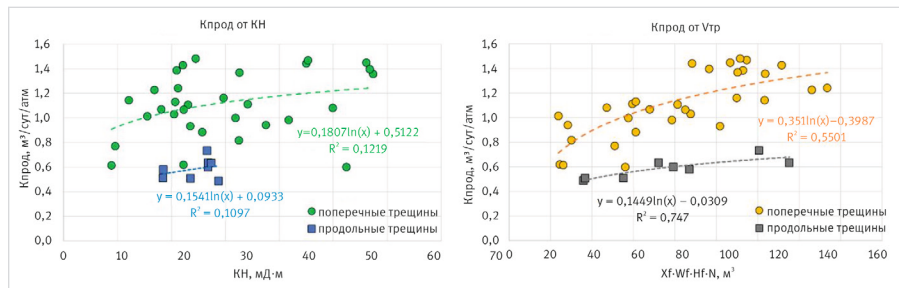


Рис. 5. Тепловая карта корреляции Пирсона
Fig. 5. Pearson correlation heat map

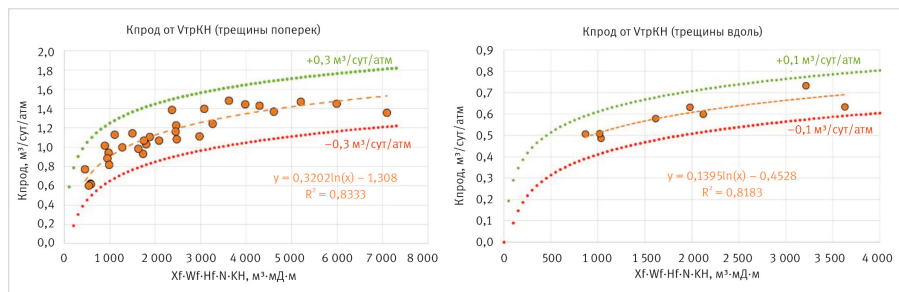


Рис. 7. Зависимость продуктивности от объема трещины и КН
Fig. 7. Dependence of productivity on fracture volume and КН

скважины существенно возрастает и зависит от полудлины и ширины трещин, а продуктивность таких скважин зависит от безразмерной проводимости трещины [3]. На практике, на запускную продуктивность скважин с МГРП на Б12 большим образом влияют такие

параметры как полудлина, ширина, высота, формирующие величину объема трещин в пласте, который можно рассчитывать, перемножив геометрические показатели трещин на их количество. В конечном итоге была найдена оптимальная зависимость (с наиболее

высоким коэффициентом корреляции) продуктивности скважин на Б12 от общего объема трещин, умноженного на проницаемость и мощность эффективных нефтенасыщенных толщин, показывающая коэффициент детерминации $R^2 = 0,83$ для скважин с поперечными трещинами и $0,82$ для скважин с продольными трещинами (рис. 7). Данная зависимость применима для всех ГС с МГРП на текущем объекте и активно используется для расчета запусковых показателей и выбора типоразмера ГНО. При появлении новых данных зависимость обновляется, существенных отклонений от общего тренда не выявлено. В пределах отклонения продуктивности $0,3 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ для поперечных трещин и $0,1 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ для продольных трещин попадают все точки фактических скважин. Результат свидетельствует о хорошей прогнозной способности предложенной зависимости, которая в настоящий момент применяется при планировании бурения и проведения МГРП на объекте Б12.

В качестве примера использования данной зависимости при прогнозировании продуктивности используется скважина 1.

Для определения параметров трещин ГРП проведено геомеханическое моделирование по скважине 1, которое показало, что с учетом всех данных, осредненная высота трещин составила 38 м, полудлина — 216 м, ширина — 1,45 мм. Суммарный объем трещин в пласте по 9 стадиям составил 112 м^3 , средняя величина КН по горизонтальному стволу — $56,2 \text{ мД}\cdot\text{м}$ (рис. 8).

Скважина пробурена в зоне повышенных КН, планировалось проведение ГРП на жидкости ПАВ, за счет чего достигнут высокий объем трещин в пласте. Запуская продуктивность, на основе представленной зависимости составила $1,5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$, с учетом проделанных расчетов был заложен ЭЦН производительностью $100 \text{ м}^3/\text{сут}$. По факту работы скважины подтвердилась хорошая сходимость прогнозируемых и фактических показателей дебита нефти. Кпрод запусковой составил $1,4 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ (рис. 9).

Итоги

Разработана зависимость Кпрод от объема трещин ГРМ, умноженного на КН, для

прогнозирования запусковой продуктивности горизонтальных скважин с ГРП в условиях anomalно низких ФЕС. Скважины разделены на две группы: с продольными и поперечными трещинами ГРП. Коэффициент детерминации R^2 для скважин с поперечными трещинами составил $0,83$ д.ед, для скважин с продольными трещинами — $0,82$ д.ед. Наибольшая выборка и сходимость результатов получена по скважинам с поперечными трещинами ГРП — основной тип заканчивания на объекте Б12 на текущий момент.

Выводы

В Восточной Сибири большая доля месторождений относится к категории низкопроницаемых карбонатных объектов (ТРИЗ). Для рентабельной разработки таких объектов требуется применение нестандартных подходов и методов интенсификации притока к скважине.

На низкопроницаемом карбонатном пласте Б12 (ТРИЗ) опробован широкий спектр технологий бурения и заканчивания скважин. На основе программы работ 2009–2024 гг. подобрана наиболее эффективная технология — бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта с поперечными трещинами (средняя продуктивность — $1,14 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$).

С 2025 г. проводится тестирование различных жидкостей ГРП. Ввиду малого периода отработки новых скважин, на текущий момент нельзя однозначно сказать какая жидкость ГРП наиболее эффективная. Работы продолжаются.

Разработана зависимость для определения запусковой продуктивности горизонтальных скважин с ГРП в условиях anomalно низких ФЕС, учитывающая геологические параметры пласта (эффективные нефтенасыщенные толщины и проницаемость) и технологические параметры трещин многостадийного ГРП (полудлина, высота, ширина, количество стадий). Представленная зависимость показала наилучшую точность ($R^2 = 0,82\text{--}0,83$ д.ед) и применяется в настоящий момент для планирования бурения, расчета стартовых показателей и проведения МГРП на объекте Б12.

Литература

1. Бобров А.В. Оперативный подсчет запасов нефти, газа и конденсата по осинскому, усть-кутскому и верхнеконскому горизонтам Верхнеконского нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области. Тюмень: ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2015.
2. Воробьев В.С., Вилесов А.П. Модель формирования преобразенского продуктивного горизонта венда (Восточная Сибирь) // Нефтяное хозяйство. 2012. № 10. С. 38–43.
3. Экономидис М., Олайн Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. М.: Институт компьютерных исследований, 2007. 234 с.
4. Пуляевский М.С., Ведерников Н.Е., Ахмадишин А.Т., Вахромеев А.Г. Анализ эффективности методов интенсификации притока на объекте ТРИЗ — преобразенском нефтепродуктивном горизонте, Восточная Сибирь // Нефтегазовое дело. Т. 21. № 6. 2023. С. 179–185.
5. Пуляевский М.С., Греков Г.В., Зырянов Н.М., Вахромеев А.Г. Комплексный

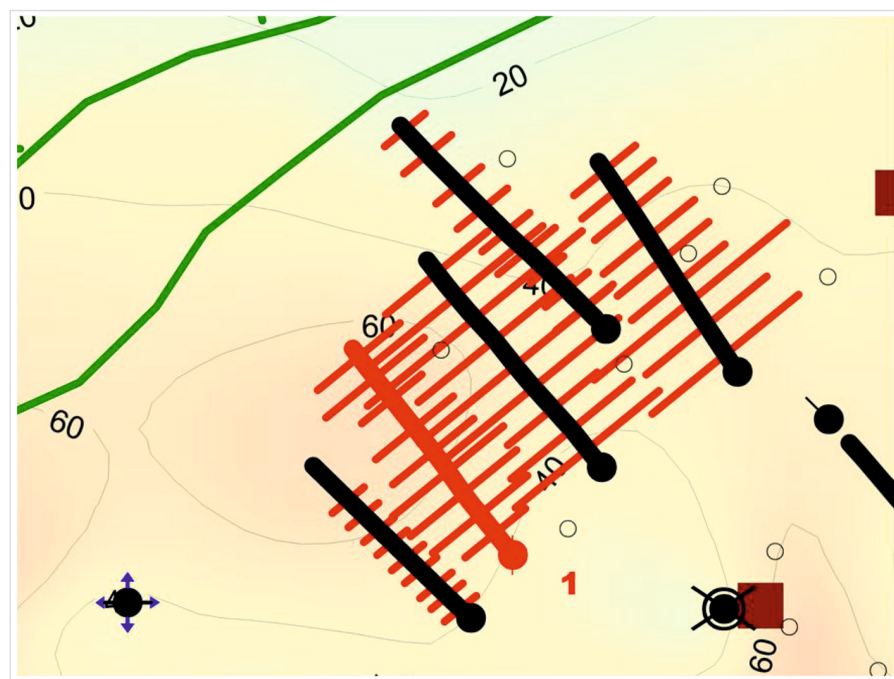


Рис. 8. Скважина 1 на карте КН объекта Б12

Fig. 8. Well 1 on the КН map of object B12

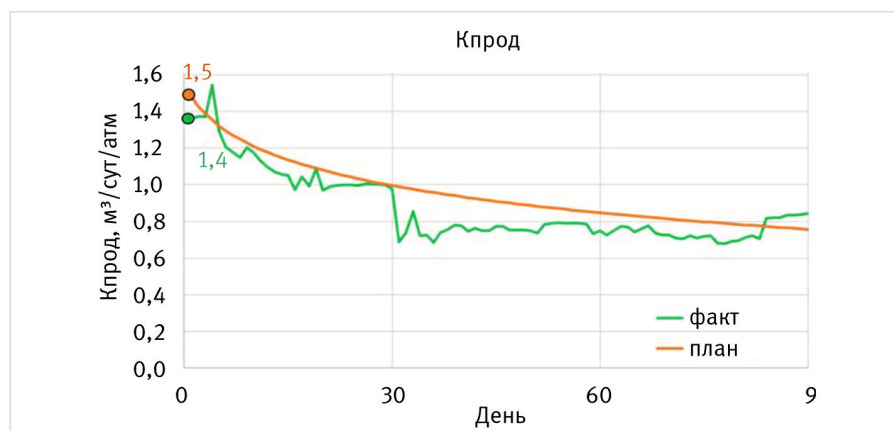


Рис. 9. Прогноз Кпрод по зависимости от КН*Vmp

Fig. 9. Forecast of Productivity depending on КН*Vfr

подход к выбору эффективной технологии вовлечения в добычу ТРИЗ нефти из низкопроницаемых карбонатных коллекторов преобразенского горизонта Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, Восточная Сибирь // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.

2022. № 2. С. 35–46.
6. Херлиман Д., Кошелев А., Захарян А., и д. Преображенский горизонт Верхнечонского месторождения: выбор оптимального метода разработки // Новатор. 2009. № 29. С. 13–17.
 7. Чиргун А., Леванов А., Гореев Я., Лазеев А., Тимчук А. Теория и практика

разработки сложнопостроенных коллекторов Восточной Сибири на примере Верхнечонского месторождения // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 16–18 октября 2017. SPE-189301-MS.

ENGLISH

Results

A relationship between Productivity and the volume of hydraulic fractures multiplied by KH was developed to predict the start-up productivity of hydraulically fractured horizontal wells under abnormally low reservoir properties. The wells were divided into two groups: those with longitudinal and transverse hydraulic fractures. The coefficient of determination R^2 for wells with transverse fractures was 0,83 units, while for wells with longitudinal fractures it was 0,82 units. The largest sample size and the most consistent results were obtained for wells with transverse hydraulic fractures – the primary completion type at the B12 site currently.

Conclusions

In Eastern Siberia, a large proportion of fields are classified as low-permeability carbonate formations. Profitable development of these formations requires innovative approaches and well stimulation methods.

A wide range of drilling and completion technologies have been tested

in the B12. Based on the 2009–2024 work program, the most effective technology has been selected: drilling horizontal wells with multistage hydraulic fracturing with transverse fractures (average productivity of 1,14 m³/day/atm).

Testing of various hydraulic fracturing fluids has been underway since 2025. Due to the short production period of new wells, it is currently impossible to definitively determine which hydraulic fracturing fluid is most effective. Work is ongoing. A relationship has been developed for determining the start-up productivity of hydraulically fractured horizontal wells under abnormally low reservoir properties. This relationship takes into account geological parameters of the reservoir (effective oil-saturated thickness and permeability) and the technological parameters of multi-stage hydraulic fractures (half-length, height, width, and number of stages). This relationship demonstrated the highest accuracy ($R^2 = 0,82–0,83$) and is currently being used for drilling planning, calculating starting parameters, and performing multi-stage hydraulic fracturing at the B12 facility.

References

1. Bobrov A.V. Operational calculation of oil, gas and condensate reserves in the Osinsky, Ust-Kutsky and Verkhnechonsky horizons of the Verkhnechonsky oil and gas condensate field of the Irkutsk region. Tyumen: "Tyumen petroleum research center" LLC, 2015. (In Russ).
2. Vorobyov V.S., Vilesov A.P. Sedimentation model of vendian preobrazhensky horizon (Eastern Siberia). Oil industry, 2012, issue 10, P. 38–43. (In Russ).
3. Economidis M., Olaini R., Valko P. Unified fracture design. Moscow: Institute of Computer Research, 2007, 234 p. (In Russ).
4. Pulyayevsky M.S., Vedernikov N.E., Ahmadshin A.T., Vakhromeev A.G. Analysis of the effectiveness of stimulation methods at the TRIZ facility – preobrazhensky petroleum product horizon, Eastern Siberia. Petroleum Engineering, 2023, Vol. 21, issue 6, P. 179–185. (In Russ).
5. Pulyayevsky M.S., Grekov G.V., Zryanov N.M., Vakhromeev A.G. An integrated approach to the selection of an effective technology for involving hard-to-recover oil reserves from low-permeable carbonate reservoirs of the preobrazhensky horizon of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field, Eastern Siberia. Construction of oil and gas wells on land and sea, 2022, issue 2, P. 35–46. (In Russ).
6. Herlyman D., Koshilev A., Zakharian A. et al. Preobrazhensky Horizon of the Verkhnechonsky field: selection of an optimal development method. Novator, 2009, issue 29, P. 13–17. (In Russ).
7. Chirgun A., Levanov A., Goreyev Ya., Lazeev A., Timchuk A. A case study of the Verkhnechonskoye field: theory and practice of Eastern Siberia complex reservoirs development. SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 16–18, 2017, Moscow, Russia, SPE-189301-MS. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бетехтин Сергей Сергеевич, ведущий специалист отдела моделирования и разработки месторождений «ВЧНГ», ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: ss_betekhtin@rn-gir.rosneft.ru

Валеев Рушан Рушанович, начальник управления по разработке месторождений АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия; ведущий инженер, Институт земной коры «СО РАН», Иркутск, Россия

Ахмадишин Алишер Тагирович, начальник управления геологического сопровождения бурения скважин, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Зырянов Никита Михайлович, начальник отдела планирования и мониторинга эксплуатационного бурения АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Пуляевский Максим Сергеевич, главный специалист отдела планирования и мониторинга эксплуатационного бурения АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия; ведущий инженер, институт земной коры «СО РАН», Иркутск, Россия

Betekhtin Sergey Sergeevich, leading specialist of the Department of modeling and development of fields "VCHNG", "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ss_betekhtin@rn-gir.rosneft.ru

Valeev Rushan Rushanovich, head of the field development department of "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia; leading engineer, Institute of the Earth's Crust, Irkutsk, Russia

Akhmadishin Alisher Tagirovich, head of the well drilling geological support department, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia

Zyryanov Nikita Mikhailovich, head of the department of planning and monitoring of production drilling, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia

Pulyaevsy Maksim Sergeevich, main specialist of planning and monitoring of production drilling, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia; leading engineer, Institute of the Earth's Crust, Irkutsk, Russia