

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.186-205>

EDN DDAWKL

УДК 622.276.1/4(571.5)

**Подходы к проведению геолого-технических мероприятий  
на сложнопостроенный объект разработки  
хамакинского горизонта Восточной Сибири  
(на примере пласта В<sub>10</sub>)**

<sup>1</sup>Круглов Я.А., <sup>2</sup>Тюкавкина О.В.

<sup>1</sup>АО Институт геологии и разработки горючих ископаемых (АО «ИГИРГИ»),  
Москва, Россия

<sup>2</sup>Российский государственный геологоразведочный университет  
им. Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

**Approaches to carrying out geological and technical  
activities at the complex development formation  
of the Khamakinsky horizon in Eastern Siberia  
(using the example of the B<sub>10</sub> formation)**

<sup>1</sup>Ya.A. Kruglov, <sup>2</sup>O.V. Tyukavkina

<sup>1</sup>JSC «Institute of Geology and Development of Fossil Fuels» (JSC «IGIRGI»),  
Moscow, Russia

<sup>2</sup>Russian State Geological Prospecting University by Sergo Ordzhonikidze, Moscow, Russia

**E-mail: [tov.sing@mail.ru](mailto:tov.sing@mail.ru)**

**Аннотация.** В статье кратко описываются некоторые особенности геологического строения сложнопостроенного объекта разработки - пласта В<sub>10</sub> хамакинского горизонта. Пласт В<sub>10</sub> хамакинского горизонта обладает специфическими особенностями, негативно влияющими на состояние ФЕС пласта: гидрофобность, ангидритизация, ярко выраженная подверженность агрессии со стороны водных растворов, битуминизация и др.

Представлено обоснование проведения геолого-технических мероприятий на пласт В<sub>10</sub> с учетом осложняющих факторов и особенностей коллектора. Показано, что

технологическая эффективность предлагаемых технических решений связана с применением наиболее оптимальных жидкостей глушения на пласт В<sub>10</sub> (при КРС) на углеводородной основе (товарная нефть, обратная водонефтяная эмульсия). Представлена технология газодинамического разрыва пласта В<sub>10</sub>, которая показала эффективность при проведении опытных работ на трех скважинах исследуемой площади. Комплексное воздействие, заключается в создании искусственной трещиноватости и локальном прогреве ПЗП, что позволило получить прирост по дебиту нефти от 3,5 до 5 т/сут., с увеличением коэффициента продуктивности в среднем на 15 %.

**Ключевые слова:** газодинамический разрыв, жидкость глушения, коэффициент продуктивности, геолого-технические мероприятия

**Для цитирования:** Круглов Я.А., Тюкавкина О.В. Подходы к проведению геолого-технических мероприятий на сложнопостроенный объект разработки хамакинского горизонта Восточной Сибири (на примере пласта В<sub>10</sub>) // Нефтяная провинция.-2024.-№4(40).-С. 186-205. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.186-205>. - EDN DDAWKL

**Abstract.** The article briefly describes some features of the geological structure of a complex development formation - the B<sub>10</sub> layer of the Khamakinsky horizon. The B<sub>10</sub> layer of the Khamakinsky horizon has the following specific features that negatively affect the state of the reservoir properties of the layer: hydrophobicity, anhydritization, susceptibility to aggression from aqueous solutions of well killing, bituminization.

The rationale for conducting geological and technical activities is presented, taking into account complicating factors and reservoir characteristics. The article shows that the technological efficiency of the proposed technologies and technical solutions is associated with the use of the most optimal killing fluids for the B<sub>10</sub> formation (in workover operations) on a hydrocarbon basis (commercial oil, reverse water-oil emulsion). The technology of gas-dynamic rupture of the B<sub>10</sub> formation is presented, which has demonstrated its effectiveness during experimental work on three wells in the study oil field. The complex effect consists of creating artificial fracturing and local heating of the well's Bottomhole zone, which made it possible to obtain an increase in oil flow rate from 3.5 to 5 tons/day and increase the productivity coefficient by 15 %.

**Key words:** gas dynamic rupture, well killing fluid, well productivity coefficient, geological and technical activities

**For citation:** Ya.A. Kruglov, O.V. Tyukavkina Podkhody k provedeniyu geologo-tekhnicheskikh meropriyatiy na slozhnopostroyennyy ob"yekt razrabotki khamakinskogo gorizonta Vostochnoy Sibiri (na primere plasta V<sub>10</sub>) [Approaches to carrying out geological and technical activities at the complex development formation of the Khamakinsky horizon in Eastern Siberia (using the example of the B<sub>10</sub> formation)]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(40), 2024. pp. 186-205. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.186-205>. EDN DDAWKL (in Russian)

## Введение

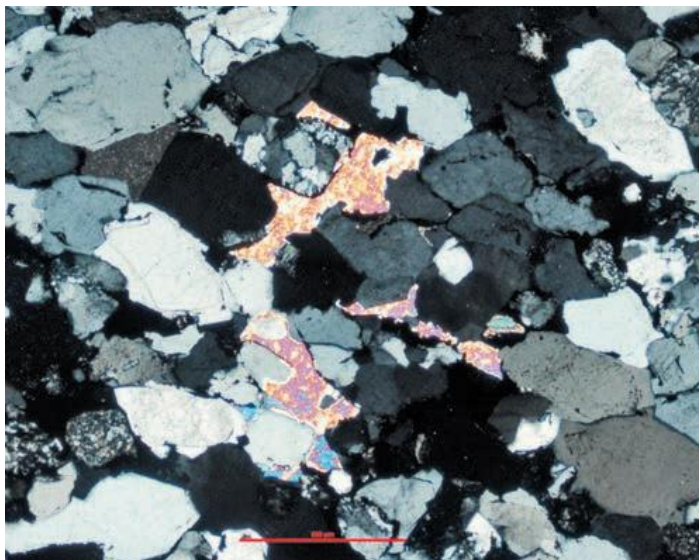
Восточно-Сибирская нефтегазоносная провинция в последние десятилетия показала положительную динамику развития, став крупным нефтегазодобывающим хабом Российской Федерации, обеспечивающим высокие темпы добычи углеводородов. Разведанные запасы нефти по предварительным оценкам превышают 3,6 млрд. т. при степени разведанности – 11,8 %. Большая часть запасов расположена на территории республики Саха (Якутия) и приурочена к Чонской и Талаканской группе месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА). Вопросы геологического строения, особенностей разработки и моделирования отложений хамакинского горизонта рассматривали Александров В.М., Апеньшев, Д.С., Васильев М.А., Закиров Н.Н., Зверев К.В. Карлов А.М., Козиков Д.В., Ланин А.Н., Мещяреков Д.В., Парфирьев В.А. и др.[1, 2, 3].

Породы коллекторы преимущественно представлены карбонатным коллектором осинского (даниловского) горизонта кембрийского возраста и терригенным коллектором порового типа хамакинского (верхнечонского) горизонта вендского возраста – пласты В<sub>10</sub>, В<sub>13</sub>.

Разработка месторождений терригенных коллекторов Восточной Сибири, приуроченных к Непско-Ботуобинской антеклизе, осложнена наличием факторов и особенностей, негативно влияющих на процессы добычи нефти. В первую очередь отмечается высокая минерализация пластовых вод (до 450 г/л), низкие температуры пластового флюида, повсеместно распространены породы-коллекторы с гидрофобными свойствами, вторичной битуминизацией пласта и окремнением скелета породы. В комплексе данные факторы приводят к тому, что применение традиционных методов повышения нефтеотдачи, проведение капитального ремонта скважин не позволяют добиться увеличения продуктивности, а зачастую приводят к снижению продуктивности после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

## Материалы и методы

Хамакинский продуктивный горизонт (пласт В<sub>10</sub>) приурочен к паршинской свите вендского возраста. По данным литологических и петрофизических исследований керна, пласт характеризуется высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Его эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах 2,2 - 16,5 м, средняя проницаемость  $149,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  [4,5]. Пласт В<sub>10</sub> хамакинского горизонта является типичным объектом разработки на большей части месторождений в пределах НБА, с присущими ему ярко выраженными осложняющими свойствами: гидрофобность коллектора; первоначальное значение пластового давления ниже гидростатического; высокая минерализация пластовых вод (до 420 г/л). Более того, пласт В<sub>10</sub> хамакинского горизонта подвержен водной агрессии, что выражается в ухудшении фильтрационно-емкостных свойств пласта при первичном вскрытии данного типа коллектора на солевых буровых растворах, а также в потере продуктивности после проведения подземных ремонтов с применением промывочных жидкостей на водной основе. Объясняется это тем, что в процессе катагенеза осадочных пород происходило интенсивное минералообразование, вторичное по отношению к кремнеению. В результате поровое пространство частично заполнялось карбонатными минералами: доломитом и ангидритом. Такого катагенетического цемента содержится в породе 7–22 % (в среднем 11,3 %). При этом ангидрит ( $\text{CaSO}_4$ ) при контакте с водой может увеличиваться в объеме до 30 %, образуя дигидрат сульфата кальция – гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), блокирующий часть открытых пор, что приводит к частичной или полной потере проницаемости коллектора (Рис. 1).



*Рис. 1. Пример вторичного минералообразования (ангидритизация)  
(фотография керна)*

Хамакинский горизонт характеризуется неравномерным, локальным распространением высокопродуктивных зон по площади месторождения, разделенных на блоки многочисленными дизъюнктивными нарушениями с небольшой амплитудой смещения, формирующими различные отметки флюидодинамических контактов.

Породы хамакинского горизонта представлены широким спектром литологических типов – от грубозернистых плохо отсортированных разностей (гравелиты, крупнозернистые песчаники) до песчаников среднезернистых и мелкозернистых, хорошо отсортированных, главным образом кварцевого и полевошпатовокварцевого состава и алевролитов с прослоями аргиллитов. Цементы смешанные – кварцеворегенерационные, кальцитовые и сульфатные пятнистые и базальные, глинистые контактовопоровые и порово-базальные [6].

Промысловый опыт показывает, что с 2012 по 2016 год при строительстве скважин с применением солевых биополимерных растворов при вскрытии пласта вводные дебиты нефти составляли всего 30–40 % от потенциально возможных.

С 2010 года на месторождении, разрабатывающем пласт В<sub>10</sub> хама-

кинского горизонта, проводились опытные работы в части повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, включая прострелочно-взрывные работы, в комплексе с глино-кислотными и соляно-кислотными обработками при бригадах капитального ремонта скважин (далее – КРС) на водных растворах глушения. По всем проведенным ремонтам с использованием растворов глушения на водной основе не удалось добиться восстановления дебита жидкости. Более того, наблюдалось снижение продуктивности скважин в среднем на 30 % от базового дебита.

С целью определения компонентного состава промывочной жидкости, обеспечивающего оптимальные условия вскрытия и проведения подземных ремонтов на скважинах хамакинского горизонта, была составлена программа лабораторных исследований по разработке рецептуры инвертно-эмульсионных растворов (далее – ИЭР) – эмульсий второго рода (тип вода в нефти), т.к. именно в данном типе раствора вода, являющаяся дисперсной фазой, практически не оказывает негативного влияния на ФЭС коллектора и, в свою очередь, позволяет обеспечивать необходимую плотность для создания противодействия [7].

В качестве углеводородной среды возможно использование товарной нефти, дизельного топлива, газойля, масла, в качестве водной среды – подтоварной воды, пластовой воды и растворов минеральных солей. Содержание водной фазы может изменяться в эмульсии от 10 до 50 %.

Результаты исследований по определению влияния промывочных жидкостей на коллекторские свойства хамакинского горизонта [8] показали, что после воздействия фильтратов растворов на углеводородной основе (далее – РУО) коэффициент восстановления проницаемости керна составил в среднем 90 %, после воздействия растворов на водной основе – 23 %. Проведенный эксперимент подтвердил преимущества ИЭР перед применяемым минерализованным раствором на водной основе. При этом исследования доказали, что водная составляющая ИЭР не оказывает па-



губного влияния на ФЕС пласта

Таким образом, было найдено решение – применение жидкостей на углеводородной основе (товарная нефть и обратная водонефтяная эмульсия) в качестве основы для приготовления жидкости глушения при проведении КРС, ПРС, не ухудшающих состояние призабойной зоны пласта при проведении ремонта.

Следующим этапом выполнен поиск оптимальных технологий ГТМ КРС, обеспечивающих высокие технологические эффекты в части увеличения дополнительной добычи нефти и достижения высоких значений NPV.

Как было сказано ранее, применение обработок призабойной зоны пласта соляно- и глинокислотными составами не приносило окупаемых технологических эффектов, проведение дополнительных и повторных перфораций также не решало проблему поддержания добычи на базовом фонде скважин. Усугубляло ситуацию наличие значительного неработающего фонда скважин, причиной наличия которого являлось снижение дебитов скважин после проведения технологических операций на глубинно-насосном оборудовании с применением водных растворов. По результатам ГДИС на нефтяных скважинах с кольматацией водными растворами формировалось значительное загрязнение призабойной зоны пласта, характеризующееся значениями скин-фактора 3 до 9,5.

Учитывая низкие пластовые температуры, наличие битуминизации и подверженность пласта  $V_{10}$  хрупким деформациям, логичным решением является испытание энергонасыщенных материалов (далее – ЭНМ), к которым относятся:

- применение магниевых стержней (стружки) для разогрева ПЗП;
- комбинации жидких газогенерирующих составов – горючие окислительные составы (ГОС);
- пороховые генераторы давления, спускаемые в скважину на геофи-

зическом кабеле и технологических трубах.

Технология спуска в скважину магниевых компонентов (стержней либо стружки) оказывается более эффективным, чем обычная солянокислотная обработка. При обычной термокислотной обработке горячий раствор образуется после прокачивания с поверхности холодной соляной кислоты через специальный реактор-наконечник, заполненный магниевой стружкой и установленный на конце насосно-компрессорных труб в пределах эксплуатируемого горизонта.

Горячий раствор соляной кислоты из-за ограниченного объема реактора практически полностью нейтрализуется породой на небольших расстояниях от ствола скважины. Таким образом, расширение существующих трещин и каналов в пласте происходит на незначительном расстоянии от стенок скважины. Это обстоятельство является основным недостатком применяемого в настоящее время метода термокислотной обработки. Также, учитывая подверженность пласта  $V_{10}$  водной агрессии, применение разогретых кислотных составов на водной основе не является оптимальным решением, т.к. при увеличении температуры жидкости глушения скорость набухания ангидрита увеличивается в соответствии с правилом Вант-Гоффа: при повышении температуры на каждые 10 градусов константа скорости гомогенной элементарной реакции увеличивается в два—четыре раза.

В начале 70-х годов XX века советскими учеными предложено для реализации высокоэнергетического воздействия на нефтегазовые пласты применять жидкие ГОС. По своим характеристикам такие ГОС значительно уступают пороховым твердотопливным системам, используемым для снаряжения пороховых генераторов давления, также они имеют особенность заполнять все сечение ствола скважин и обеспечивать высокую плотность выделяемой энергии в расчете на единицу объема скважины. Более того, при проведении обработки с помощью ГОС имеет место непо-



средственный контакт нагретых продуктов горения с породами пласта коллектора, что минимизирует энергетические потери на вытеснение жидкости глушения из зоны обработки и ее нагрев.

В процессе горения ГОС претерпевает многостадийное химическое превращение, включающее тепловое разложение окислителя и горючего, с последующим экзотермическим взаимодействием продуктов разложения. Интенсивное разложение нитрата аммония начинается при температуре 290-300°C. Аналогичный параметр для глицерина и этиленгликоля, применяемых в качестве органического горючего составляет – 220-230°C, а для карбамида 270-280°C. Сравнительно высокие температуры начала интенсивного разложения накладывает условия по минимальному давлению в реакционном объеме не 12-14 МПа. Вторым условием протекания химической реакции является обеспечение энергетического баланса. Для возбуждения реакции необходим мощный воспламенитель, способный прогреть воду до температуры кипения и инициирования реакций теплового разложения компонентов [9].

Технологии ОПЗ с помощью магниевых элементов и ГОС были исключены по причине сложностей в организации контроля экзотермического процесса внутрипластового горения с учетом выполнения требований ФНиП ПБвНГП, также на рынке нефтесервисных компаний РФ не оказалось предприятий, выполняющих ОПЗ с применением магниевых стержней или закачку газогенерирующих составов в представительных объемах. Объем работ в большинстве случаев ограничивался точечными опытно-промышленными работами без продолжения и тиражирования технологий.

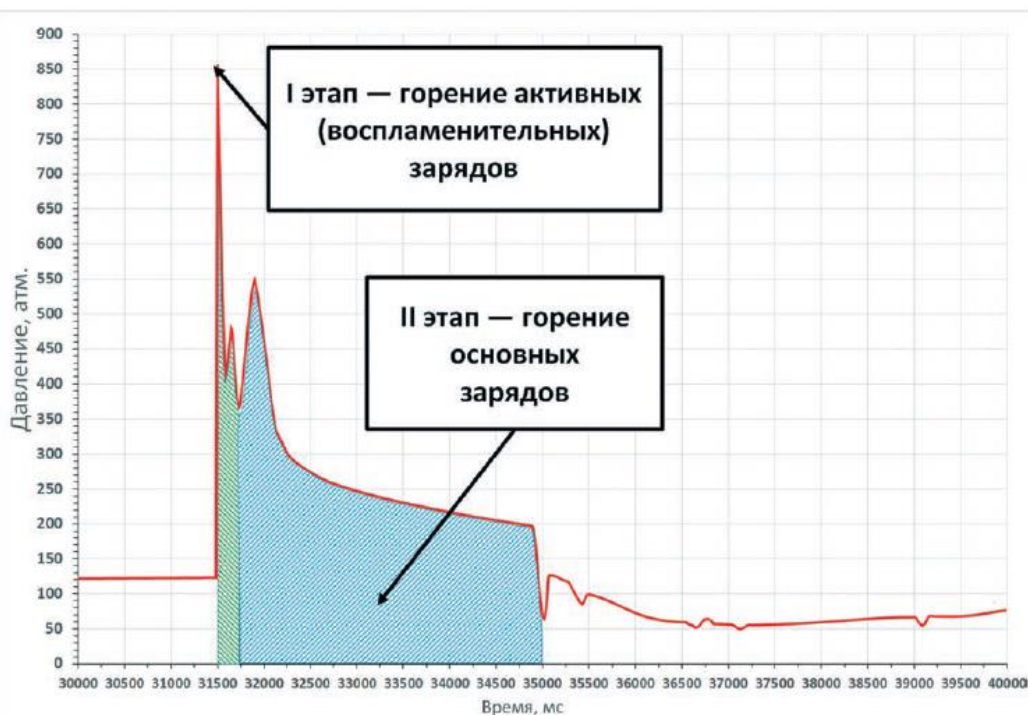
Таким образом, наиболее перспективным методом интенсификации притока являлось испытание технологии газодинамического разрыва пласта (далее – ГДРП), получившую свое развитие в США с 50-х годов, при которой используются генераторы и аккумуляторы давления на основе твердотопливных и пороховых зарядов. Горение порохового заряда в

скважине, заполненной жидкостью, сопровождается резким повышением давления и температуры. Под воздействием давления пороховых газов жидкость смещается по стволу скважины. Остальная часть газов вместе со скважинной жидкостью под действием давления, равного пластовому или превышающего его, с высокой скоростью задавливается через перфорационные каналы или естественные трещины в пласт, выполняя роль клина, раздвигающего горную породу. После окончания горения порохового заряда происходит дальнейшее движение жидкости по скважине под действием сил инерции. К моменту окончания подъема жидкости давление в газовом пузыре будет меньше, чем давление столба жидкости, и он начнет движение вниз. Давление в газовом пузыре за счет сжатия газа будет увеличиваться и к моменту полного израсходования энергии столба жидкости превысит гидростатическое. Происходит пульсация газового пузыря с затухающей амплитудой колебаний. За счет пульсации пороховые газы при движении из пласта очищают трещины от асфальтно-смолистых и парафиновых отложений (АСПО) и песчано-глинистых частиц. [10]

## Результаты

При реализации газодинамического метода интенсификации притока на призабойную зону скважины воздействует комплекс факторов, основную роль при этом играют повышенные давление и температура, создаваемые расширяющимися пороховыми газами в процессе экзотермической реакции детонации и горения зарядов; одновременно с этим происходят химические преобразования, оказывающие положительное влияние на состояние призабойной зоны пласта: образующиеся в результате реакции газы ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{Cl}_2$ ) способствуют снижению вязкости и поверхностного натяжения пленки нефти на контакте с горной породой за счет растворения в ней  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ . Благодаря химическому воздействию происходит частичное растворение карбонатной составляющей породы, цемента и окси-

дов железа образующейся соляной кислотой. Воздействие обеспечивает создание в прискважинной зоне обрабатываемого пласта трещин и полостей, очистку призабойной зоны от кольматации. Цикл воздействия ГДРП, как правило, состоит их двух основных этапов (Рис. 2).



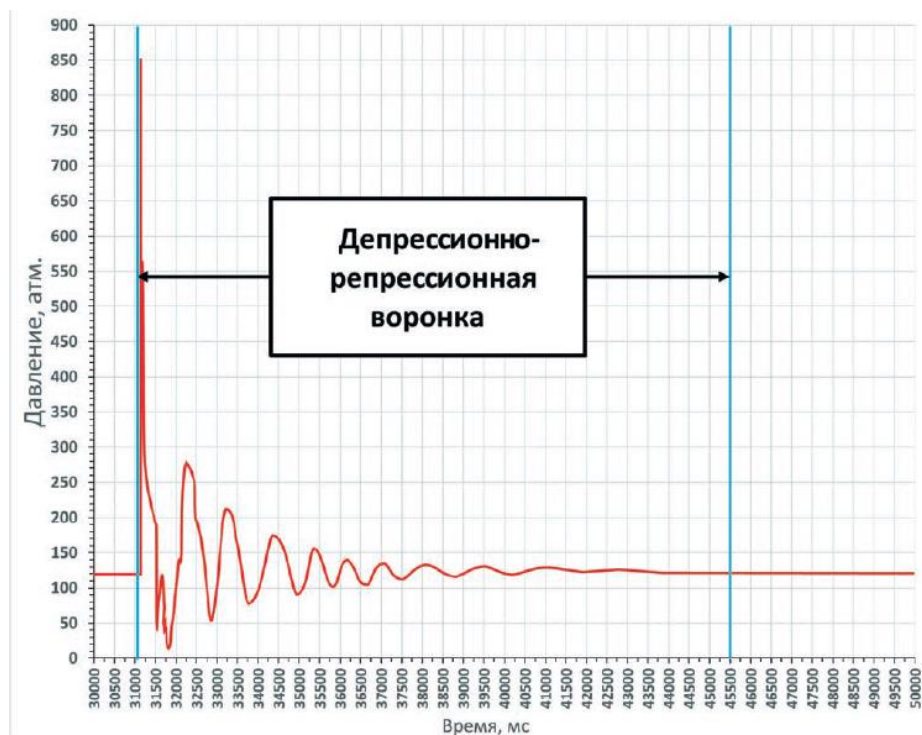
*Рис. 2. Пример горения зарядов ГДРП*

Первый этап обработки заключается в следующем: импульсное давление создается нижними зарядами, срабатывающими от детонирующего шнура, и характеризуется высокой скоростью нарастания давления (102–105 МПа/с). При этом в скважине создается импульс избыточного давления, величина которого достигает полного горного давления и может превышать его, в результате чего в прискважинной зоне пласта образуется сеть остаточных трещин. Важно отметить, что благодаря кратковременному воздействию, равному долям секунды, высокие значения давления не оказывают негативного влияния на целостность эксплуатационной колонны. На втором этапе при срабатывании основных зарядов с более долгим горением происходит развитие образованных трещин вглубь пласта под воздействием второго импульса давления.

Комбинированное действие генератора позволяет целенаправленно регулировать динамику нагружения горных пород и эффективно осуществлять разрыв высокоплотных малопроницаемых пластов со сложной структурой. Немаловажное значение при обработке призабойной зоны пласта имеет тепловой фактор.

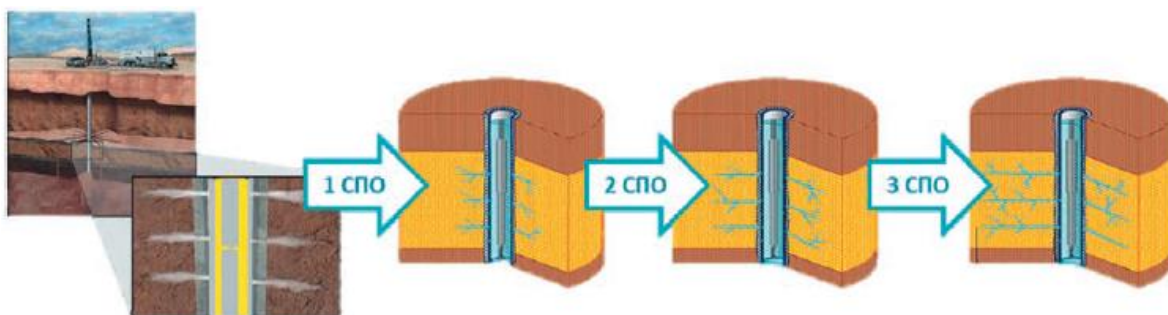
При горении зарядов температура на фронте горения достигает 2000–3000°C. Однако максимальная температура на стенке эксплуатационной колонны составляет 300–350°C, что связано с хорошей теплопроводностью колонны. При работе генератора давления образуется газовый пузырь, осуществляющий прогрев призабойной зоны пласта при движении газообразных продуктов горения в глубину продуктивного пласта. Во время движения происходит активное воздействие высокой температуры на смолы и асфальтосмолопарафиновые отложения. После окончания горения расплавленные отложения вытесняют пластовым флюидом в ствол скважины в процессе освоения, проницаемость призабойной зоны пласта увеличивается. При этом газы, двигаясь с большой скоростью под большим давлением, способствуют увеличению размеров трещин за счет следующих факторов: размыв стенок трещин и поровых каналов; разрушение сплошности поверхности трещин знакопеременными пульсирующими нагрузками.

При сжигании зарядов в процессе химической реакции происходит выделение кислотообразующих газов в продуктах горения, что приводит к образованию соляной и плавиковой кислот. Результатом становится воздействие агрессивных продуктов горения пороховых зарядов на пласт, вследствие чего происходит растворение некоторых минералов, глинистых фракций, находящихся в скелете горной породы, которые выносятся в ствол скважины в процессе эксплуатации и депрессионно-репрессионного нагружения породы (Рис. 3).



*Рис. 3. Депрессионно-репрессионное нагружение породы*

С применением генераторов давления оказывается возможным проведение интенсификации притока в скважинах при близком залегании водоносных горизонтов (не менее трех метров) за счет корректирования нагружения породы при изменении компоновки генератора. В зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пласта скважины-кандидата выбирается количество зарядов и этапов спуско-подъемных операций (далее – СПО) с целью оптимального воздействия на призабойную зону пласта (Рис. 4).



*Рис. 4. Выбор скважины-кандидата и этапов спуско-подъемных операций*

Спуск зарядов возможен посредством геофизического кабеля или технологических труб при бригаде капитального ремонта скважин. Перед

проведением газодинамического воздействия на пласт рекомендуется проведение реперфорации обрабатываемого интервала пласта с целью улучшения сообщаемости ствола скважины с пластом, а также исключения негативного влияния положительного скин-фактора, в связи с загрязнением призабойной зоны.

Расчёт размеров образующихся трещин существенно затруднен из-за большого количества факторов, влияющих на процесс. К их числу относятся: изменение объёма газового пузыря под действием давления продуктов сгорания твердотопливных зарядов, деформация и движение скважинной жидкости, образование нераскрытых трещин и их последующий рост в продуктивном пласте при поступательном движении газожидкостной смеси [11].

Таким образом, размеры трещин и их количество зависят от градиента давления, характера его изменения, а также от конкретных геолого-физических характеристик скважины и пласта.

С математической точки зрения, геомеханическая модель развития трещины, создаваемой по технологии интенсивного газодинамического воздействия, аналогична модели образования трещины при гидроразрыве пласта (ГРП). Образование, рост и закрепление трещины при ГРП происходит в два этапа. На первом этапе в пласт под высоким давлением задавливается жидкость, которая, по сути, является клином, способствует образованию и росту трещины. На втором – с целью фиксации образовавшейся трещины в неё закачивают проппант. При ГДРП образование и рост трещины обеспечиваются за счёт задавливания в продуктивный пласт газированной скважинной жидкости без последующей закачки в пласт проппанта с целью закрепления разрыва. [12].

Далее вследствие необратимого изменения упругих свойств после завершения нагрузки на пласт формируется остаточная проточная трещина, не подверженная полному смыканию.



Моделирование процесса ГДРП включает описание роста трещины с учётом потерь жидкости глушения на фильтрацию в пористую среду. Также проводится оценка влияния количества твёрдых взвешенных частиц в жидкости на процесс образования трещины и её конечную форму. Расчётным методом возможно прогнозировать геометрические размеры трещины и проводить оптимизацию процесса ее роста. В целом задача моделирования процесса развития трещин при ГДРП объединяет в себе описание процессов течения смеси неньютоновской жидкости и твёрдых частиц внутри трещины, переноса и осаждения твёрдых частиц, фильтрации технической жидкости в породу через поверхность трещины, распространение трещины. Уравнения, описывающие перечисленные процессы, нелинейны и сильно взаимосвязаны.

В 2018 году на трех скважинах месторождения проведены опытно-промышленные работы по испытанию технологии ГДРП с помощью генераторов давления корпусных ГДК-170, спускаемых в скважину на геофизическом кабеле при бригадах КРС. В качестве жидкости глушения использовалась товарная нефть плотностью  $0,84 \text{ г/см}^3$ . Перед проведением ГДРП выполнялось извлечение погружного насосного оборудования, промывка и шаблонирование ствола скважины. На каждой скважине было выполнено по 3 спуско-подъемных операций (далее – СПО) генератора давления ГДК-170. СПО в количестве трех операций является оптимальным и обосновано следующим образом: в связи с ухудшенными ФЕС в процессе эксплуатации (бурения) скважины для проведения первой СПО компоновка зарядов рассчитывается с учётом ухудшенной гидродинамической связи с пластом. Расчёт осуществляется в специализированном программном комплексе. На втором спуске супервайзером корректируется дизайн компоновки зарядов (добавляются либо исключаются отдельные заряды) для достижения давления разрыва пласта. С каждым последующим спуском длина создаваемых систем микротрещин увеличивается, тем самым увели-

чивая зону дренирования и улучшая гидродинамическую связь с пластом. При проведении третьей СПО обеспечивается более продолжительный прогрев призабойной зоны, что крайне желательно для низкотемпературных коллекторов, таких как В<sub>10</sub> и В<sub>5</sub>.

В составе генератора давления располагались заряды ЗГД-56, инициирующие воздействие и отвечающие за короткий импульс давления, а также заряды ЗГД-87 – заряды длительного горения, целью применения которых являлся прогрев пласта. С помощью автономных крешерных устройств велась запись давления и температуры в процессе проведения работ по ГДРП. На всех скважинах по мере увеличения количества спусков максимальные давления ГДРП снижались, что говорит об улучшении гидродинамической связи с пластом. Например, на скважине №1 максимальные давления на каждом спуске: 1 спуск – 1058 ат.; 2 спуск – 985 ат.; 3 спуск – 810 ат.

По результатам работ получены приросты по дебиту нефти от 3,5 до 5 т/сут., с увеличением коэффициента продуктивности в среднем на 15 %. Оценка эффективности от проведения газодинамического воздействия на пласт осуществлялась посредством проведения геофизических исследований по определению профиля и состава притока, а также по данным мониторинга режима работы скважин. Стоит отметить, что по данным ПГИ по всем трем скважинам сохранялось увеличение температуры ПЗП спустя двое суток после воздействия на 8-11°C.

В результате проведения работ по интенсификации притока нефти методом газодинамического разрыва пласта на трех скважинах месторождения в 2018 году получено более 9 тыс. тонн дополнительной добычи нефти. Достижение результата стало возможным благодаря прогреву ПЗП пласта В<sub>10</sub>, растворению АСПО, битуминозной составляющей коллектора, также высокий импульс давления способствовал созданию сети микротрещин в ПЗП, которые сохранились и после воздействия, т.к. порода харак-

теризуется высокими прочностными свойствами благодаря наличию кварцевого регенерационного цемента, подвергаясь преимущественно хрупким деформациям.

**Выводы:**

1. Пласт В<sub>10</sub> хамакинского горизонта обладает такими специфическими особенностями, негативно влияющими на состояние ФЕС пласта: гидрофобность, ангидритизация, ярко выраженная подверженность агрессии со стороны водных растворов, битуминизация.

2. Наиболее оптимальными жидкостями глушения для проведения капитальных ремонтов скважин, пробуренных на пласт В<sub>10</sub>, рекомендованы жидкости глушения на углеводородной основе (товарная нефть, обратная водонефтяная эмульсия).

3. С учетом геологических особенностей пласта В<sub>10</sub> технология газодинамического разрыва пласта показала эффективность при проведении опытных работ на трех скважинах месторождения. Комплексное воздействие, заключающееся в создании искусственной трещиноватости и локальном прогреве ПЗП позволило получить прирост по дебиту нефти от 3,5 до 5 т/сут., с увеличением коэффициента продуктивности в среднем на 15 %.

### Список литературы

1. Александров В.М., Парфирьев В.А., Закиров Н.Н., Палеев С.А. Оценка перспектив нефтегазоносности вулканогенно-осадочного комплекса пород пермско-триасового возраста в Западной и Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство, 2022. № 2. – С. 38-41.
2. Апеньшев Д.С., Карлов А.М., Парфирьев В.А., Мещяреков Д.В., Быков В.В. Результаты морфотектонического анализа Талаканского месторождения // Нефтяное хозяйство, 2008. № 2. – С. 12-19.
3. Козиков Д.В., Васильев М.А., Зверев К.В. Ланин А.Н., Нигматов Ш.А., Андронов С.А. Особенности моделирования терригенных отложений Восточной Сибири на примере хамакинского горизонта // ПРО Нефть, 2021. № 2. Т.6. – С. 32-42.
4. Парфирьев В.А., Палеев С.А., Закиров Н.Н., Ваганов Ю.В. Применение растворов на углеводородной основе при первичном вскрытии и разбуривании продуктивного горизонта на месторождении Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство, 2019. № 12. – С. 112-114.
5. Парфирьев В.А., Ваганов Ю.В., Закиров Н.Н. Инвертно-эмульсионные растворы для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2020. № 3. – С. 44-53.
6. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чайдинского месторождения // Научно-технический сборник «Вестник газовой науки», 2013. № 1 (12). – С. 145-160
7. Паршукова Л.А., Овчинников В.П., Леонтьев Д.С. Жидкости и технологии глушения скважин: Уч. пособ.– Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 40 с.
8. Лодина И.В., Карлов А.М., Кондратьев В.В., Парфирьев В.А., Быков В.В., Захаркин С.А. Разработка и применение раствора на углеводородной основе для повышения качества вскрытия терригенных коллекторов скважин, расположенных в Восточной Сибири // Инженер Сургутнефтегаза, 2016. № 8. – С. 52-56.
9. Чазов Г.А., Азаматов В.И., Якимов С.В., Савич А.И. Термогазохимическое воздействие на малодебитные и осложненные скважины. – М.: Недра, 1986. – 150 с.
10. Дуванов А. М., Балдин А.В. Совершенствование конструкции пороховых генераторов давления // НТВ «Каротажник», 2003. Вып. 3. – С. 32 - 39.
11. Балдин А.В., Пинчук М.М., Рябов С.С. и др. Основные уравнения процесса обработки прискважинной зоны пласта пороховыми газогенерирующими устройствами // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2004. № 1. – С. 16–20.
12. Губанов С.И. Обоснование метода интенсивного термобарического воздействия на залежи высоковязкой нефти с дуальной системой стволов: дис...канд.тех.наук, 02.08.04. – Тюм. индустр. университет, Тюмень, 2023 – 234 с.

### References

1. Aleksandrov V.M., Parfiryev V.A., Zakirov N.N., Paleev S.A. Evaluation of oil and gas potential of the volcanogenic-sedimentary complex of Permian-Triassic rocks in Western and Eastern Siberia. Neftyanoye khozyaystvo [Oil Industry], 2022, no 2, – pp. 38-41. (in Russian)
2. Apenyshev D.S., Karlov A.M., Parfiryev V.A., Meshchyarekov D.V., Bykov V.V. Results of morphotectonic analysis of the Talakanskoeye oil field. Neftyanoye khozyaystvo [Oil Industry], 2008. no 2, – pp. 12-19. (in Russian)

3. Kozikov D.V., Vasiliev M.A., Zverev K.V. Lanin A.N., Nigmatov Sh.A., Andronov S.A. Features of modeling terrigenous deposits of Eastern Siberia using the example of the Khamakinsky horizon. PRO Neft' [PRO oil], 2021, no 2, pp. 32-42. (in Russian)
4. Parfiriyev V.A., Paleev S.A., Zakirov N.N., Vaganov Yu.V. Application of hydrocarbon-based killing solutions during primary formation opening and drilling of the productive horizon at a field in Eastern Siberia. Neftyanyoye khozyaystvo [Oil Industry], 2019, no 12, pp. – 112-114. (in Russian)
5. Parfiriyev V.A., Vaganov Yu.V., Zakirov N.N. Invert-emulsion drilling fluids for drilling into the Khamakinsky horizon of the East-Alin field. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz [News of higher educational institutions. Oil and gas], 2020, no 3, – pp. 44-53. (in Russian)
6. Ryzhov A.E. Types and properties of terrigenous reservoirs of the Vendian Chayandinskoye field. Nauchno-tehnicheskii sbornik «Vestnik gazovoy nauki» [Scientific and technical collection "Bulletin of Gas Science"], 2013, no 1 (12), – pp.145-160. (in Russian)
7. Parshukova L.A., Ovchinnikov V.P., Leontyev D.S. Well Killing Fluids and Technologies: teaching aid. – TyumGNGU, Tyumen, 2013, – 40 p. (in Russian)
8. Lodina I.V., Karlov A.M., Kondratiev V.V., Parfiriev V.A., Bykov V.V., Zakharkin S.A. Development and application of hydrocarbon-based drilling mud to improve the quality of drilling into terrigenous reservoirs of wells located in Eastern Siberia. Inzhener Surgutneftegaza [Surgutneftegas engineer], 2016, no 8, – pp. 52-56. (in Russian)
9. Chazov G.A., Azamatov V.I., Yakimov S.V., Savich A.I. Termogazokhimicheskoye vozdeystviye na malodebitnyye i oslozhnennyye skvazhiny [Thermogas-chemical impact on low-flow and complicated wells]. Moscow, Nedra, 1986, 150 p. (in Russian)
10. Duvanov A.M., Baldin A.V. Improving the design of powder pressure generators. NTV «Karotazhnik» [STB "Geophysicist"], 2003, no 3, – pp. 32 - 39. (in Russian)
11. Baldin A.V., Pinchuk M.M., Ryabov S.S. etc. Basic equations of the process of processing the near-wellbore zone of the formation with powder gas-generating devices. Neftepromyslovoye delo. OAO "VNIIOENG" [Oil field business. JSC "VNIIOENG"], 2004, no 1, – pp. 16–20. (in Russian)
12. Gubanov S.I. Justification of the method of intensive thermobaric impact on high-viscosity oil deposits with a dual system of wellbores. Candidate's thesis. Tyumen, 2023, 234 p. (in Russian)

### Сведения об авторах

*Круглов Яков Александрович*, главный технолог управления геологии и разработки АО «ИГИРГИ»

Россия, 117312, Москва, ул. Вавилова, 25/1

E-mail: [kruglov.yakov@yandex.ru](mailto:kruglov.yakov@yandex.ru)

*Тюкавкина Ольга Валерьевна*, д.т.н, профессор кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе

Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23

E-mail: [tov.sing@mail.ru](mailto:tov.sing@mail.ru)

### **Authors**

*Ya.A. Kruglov*, Chief Technologist of the Geology and Development Department of JSC «Institute of Geology and Development of Fossil Fuels» (JSC «IGIRGI»)  
25/1, Vavilova Str., Moscow, 117312, Russian Federation  
E-mail: kruglov.yakov@yandex.ru

*O.V. Tyukavkina*, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Russian State Geological Prospecting University by Sergo Ordzhonikidze  
23, Miklukho-Maklaya Str., Moscow, 117997, Russian Federation  
E-mail: tov.sing@mail.ru

*Статья поступила в редакцию 07.10.2024*  
*Принята к публикации 17.12.2024*  
*Опубликована 30.12.2024*