

УДК 622.276.66

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ
НА СКВАЖИНАХ ЮЖНО-ТЕРЕХЕВЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
И АНАЛИЗ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ**



**MODELING THE PERFORMANCE OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL
MEASURES ON THE WELLS OF THE SOUTH-TEREKHEVEYSKOYE FIELD
AND ANALYSIS OF THEIR EFFECTIVENESS**

Матейчук Леонид Валерьевич

студент направления подготовки
21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Ухтинский государственный технический университет»
mateichuklv@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается геолого-промысловая характеристика Южно-Терехевейского месторождения. Приведено геологическое строение месторождения и залежей (состояние геолого-физической изученности, стратиграфия, тектоника и нефтегазоносность месторождения), описывается состояние разработки месторождения (основные этапы проектирования разработки месторождения и характеристика текущего состояния разработки месторождения) и выполнено моделирование показателей проведения ГТМ (выбор скважин-кандидатов, описание методики подбора, выбор эффективной ГТМ для реализации математической модели, расчёт параметров при проведении ГРП, а также сравнение и анализ показателей моделирования). По результатам моделирования приведено сравнение основных технологических показателей до и после проведения моделирования ГРП.

Ключевые слова: анализ структуры фонда и показателей эксплуатации скважин; текущее состояние разработки месторождения; моделирование показателей проведения ГТМ; выбор скважин-кандидатов и описание методики подбора; выбор эффективной ГТМ для реализации математической модели; расчёт параметров при проведении ГРП; сравнение и анализ показателей моделирования.

Mateichuk Leonid Valerievich

Student training direction
21.04.01 «Oil and Gas Engineering»
Ukhta state technical university
mateichuklv@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Development and Operation of Oil
and Gas Fields
and Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article discusses the geological and commercial characteristics of the South-Terekheveyskoye field. The geological structure of the field and deposits (the state of geological and physical knowledge, stratigraphy, tectonics and oil and gas content of the field) is given, the state of field development is described (the main stages of field development design and the characteristics of the current state of field development) and the modeling of geological and technical measures (selection of candidate wells, description of the selection method, selection of an effective geological and technical measures for the implementation of a mathematical model, calculation of parameters during hydraulic fracturing, as well as comparison and analysis of modeling indicators). Based on the simulation results, a comparison is made of the main technological indicators before and after the hydraulic fracturing simulation.

Keywords: analysis of the well stock structure and performance indicators; current state of field development; modeling of indicators of geological and technical measures; selection of candidate wells and description of the selection method; selection of an effective geological and technical measures for the implementation of a mathematical model; calculation of parameters during hydraulic fracturing; comparison and analysis of modeling indicators.

Состояние геолого-физической изученности

Систематические геологические исследования Печоро-Кожвинского мегавала начались в 50-х годах прошлого столетия. По результатам региональных геофизических исследований лёгкими методами (аэромагнитная съёмка, гравиметрические и электроразведочные работы) получены первые представления о геоло-

гическом строении территории. Проведённые впоследствии сейсморазведочные работы уточнили представление о глубинном строении осадочного чехла данного района.

Южно-Терехевейская структура выявлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1984–1985 гг. Последующими сейсморазведочными работами структура подготовлена к бурению по отражающему горизонту III_f₂ (D_{3f}₂), прослеженному вблизи кровли рифогенных отложений позднефранского возраста.

По результатам работ был разработан «Проект параметрического бурения на Южно-Терехевейской площади». Проектом предусматривалось бурение параметрической скважины № 1 Южно-Терехевейская (проектный горизонт – PR, проектная глубина – 4000 м). Фактически скважиной был вскрыт и изучен разрез осадочного чехла до нижнесилурийских отложений. В связи со значительным несоответствием проектного разреза фактическому и сложным техническим состоянием ствола скважины углубление прекращено при забое 3165 м. По результатам опробования и последующего испытания в эксплуатационной колонне открыта залежь нефти, приуроченная к карбонатным отложениям верхнедевонского возраста. При испытании в эксплуатационной колонне из интервала 1653–1656 м получен фонтанный приток лёгкой нефти дебитом 11,1 м³/сут. через 3 мм штуцер. По результатам бурения скважины № 1 произведён оперативный подсчёт запасов по состоянию на 01.01.1991 г. и запасы впервые поставлены на Госбаланс.

После открытия Южно-Терехевейского месторождения был составлен проект поискового бурения, предусматривающий бурение на площади четырёх скважин (скважины №№ 110–113) в пределах рифовой зоны глубиной 1750 м (проектный горизонт – D₃) и одной скважины (скважина № 114) в зоне предполагаемого развития глубоководных фаций (проектная глубина – 2200 м, проектный горизонт – D₃).

В 1991 года с целью уточнения границ распространения рифогенных отложений, морфологии ловушки и контура нефтеносности пробурена поисковая скважина № 110, которая подтвердила наличие в разрезе верхнего девона рифогенного массива, кровля коллекторов вскрыта на абсолютной отметке – 1606,6 м, что гипсометрически ниже установленного по залежи ВНК (– 1571 м). При испытании ИПТ в интервале 1688–1750 м был получен приток пластовой воды. Скважина закончена строительством без спуска эксплуатационной колонны и ликвидирована по пункту I «а».

Согласно проекту, бурение остальных поисковых скважин предусматривалось для выявления локальных осложнений вдоль зоны рифообразования и изучения границ фациального замещения рифогенных отложений вкрест простираения структуры. В 1991–1992 гг. пробурены две поисковые скважины №№ 113 и 114. При испытании в эксплуатационной колонне отложений D_{3f}m₁ из интервала 1594–1603, 1606–1623 м после СКО получен приток нефти дебитом 25 м³/сут. через 5 мм штуцер. В скважине № 114 при опробовании нижнефаменских отложений притока не получено, скважина ликвидирована по пункту I «а».

Таким образом, бурением и испытанием поисковых скважин на месторождении установлен различный тип разрезов: рифогенный в скважине № 1, предрифовый в скважине № 113, глубоководный в скважине № 114.

Стратиграфия

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза Южно-Терехевейского месторождения приводится в соответствии с унифицированной схемой стратиграфии ТПП (1995 г.) по результатам изучения керна и данных промыслово-геофизических исследований скважин.

Осадочный чехол в пределах месторождения изучен в объёме палеозойских (силурийская, девонская, каменноугольная, пермская системы), мезозойских (триасовая и юрская системы) и кайнозойских (четвертичная система) отложений. Образования фундамента бурением не вскрыты. Вскрытая толщина осадочного чехла составляет 3165 м (скважина № 1). Древнейшими из вскрытых являются нижнесилурийские осадки.

Палеозойская группа – PZ.

Силурийские отложения (S) в пределах рассматриваемого района представлены в сокращённом стратиграфическом объёме. Определение конодонтов, брахиопод,

остракод однозначно свидетельствуют о присутствии пород только нижнего силура. Отсутствие пород верхнего силура обусловлено длительным неравномерным размывом в предраннедевонское время.

Вскрытый разрез нижнего силура (S_1) представлен известняками светло-серыми, кристаллическими, доломитизированными, трещиноватыми, слабо пиритизированными, плотными, массивными. В керне, отобранном в скважине № 1 в интервале 3163,9–3165,0 м, отмечаются слои песчаника и внедрения диабаз. Песчаник серый с коричневым оттенком, тонкозернистый, горизонтально-слоистый, крепкий, плитчатый, вертикально-микро-трещиноватый. Диабаз зелёно-серый, крупнокристаллический, массивный, плотный, крепкий, с диагональными трещинами. Вскрытая толщина нижнего силура 83 м (скважина № 1).

Отложения девонской системы (D) в пределах месторождения представлены средним и верхним отделами. Толщина отложений девонской системы составляет 2010 м (скважина № 1).

На рубеже раннего и среднего девона произошла активизация тектонических движений в виде восходящих дифференцированных подвижек по разломам фундамента. Во время предсреднедевонского перерыва территория была полностью осушена и представляла собой область денудации. Тектонические подвижки привели к формированию крупных грабенов, в том числе и Печоро-Кожвинского. На территории Мутноматерикового вала этот этап характеризуется продолжительной регрессией, которая сопровождалась глубоким размывом нижележащих отложений.

Эйфельская региональная трансгрессия в кедровское время распространилась и на территорию Мутноматерикового вала.

Образование пород среднего отдела (D_2) происходило в обстановке континентального и прибрежно-морского осадконакопления, при котором шло интенсивное накопление мощных толщ пресноводных аллювиально-эстуариевых комплексов. Условия формирования песчаных тел и масштабы песчаной седиментации в условиях континентального побережья были очень изменчивы, поскольку зависели от многих факторов (морфологии и типа побережья, количества и состава приносимого с континента обломочного материала, конфигурации берегового склона и т.д.).

Согласно разрезу, вскрытому скважиной № 1, в составе среднего отдела (D_2) выделяются осадки эйфельского и живетского ярусов. Мощные песчаные пачки эйфельского яруса залегают непосредственно на карбонатных отложениях нижнего силура. Наличие косой слоистости и каолинитового цемента позволяет предполагать, что скважина № 1 находилась в зоне практически непрерывного аллювиального осадконакопления.

Отложения эйфельского яруса (D_{2ef}) толщиной 187 м представлены ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые со слабым коричневым оттенком, крепкие, мелкозернистые.

Резкая активизация дифференцированных тектонических движений сопровождалась интенсивным проявлением диабазово-базальтового магматизма. В скважине № 1 на глубине 3004–3029 м вскрыт габбро-диабаз тёмный, зелёно-серый, среднекристаллический.

Живетский ярус (D_{2zv}) толщиной 132 м сложен переслаиванием песчаников и маломощных глинисто-алевритистых пачек. Песчаники серые, коричневатые, мелко-среднезернистые, кварцевые, хорошо сортированные, с косой гранулярной слоистостью, с глинистым, гидрослюдистым и каолинитовым цементом базально-порового типа.

Верхнедевонские (D_3) образования представлены в объёме франского и фаменского ярусов.

В составе франского яруса (D_{3f}) выделены осадки нижнего, среднего и верхнего подъярусов.

Начало франского периода на территории Тимано-Печорской провинции сопровождалось масштабной трансгрессией морского бассейна и установлением глубоководных условий осадконакопления. Начиная с доманикового времени на территории сформировались условия, благоприятные для роста рифов. Последние были приурочены к борту Печоро-Кожвинского прогиба, где они образовали протяжённый барьерный комплекс уже к середине позднего франна.

Из осадков нижнефранского подъяруса (D_{3f_1}) на территории присутствуют отложения яранского, джьерского и тиманского горизонтов толщиной 628 м.

Доманиковый горизонт (D_{3dm}) толщиной до 87 м уверенно выделяется на диаграммах каротажа (высокие значения КС) и является региональным репером. Типичными породами горизонта являются битуминозные известняки. Известняки от светло-коричневых до чёрных, тонкозернистые, обломочные, реже органогенно-обломочные и водорослевые, сгустково-комковатые, доломитизированные и сульфатизированные, крепкие, плотные, участками пористые, иногда инкрустированные.

Нерасчленённые верхнефранские отложения (D_{3f_3}) толщиной 52–322 м представлены в объёме евлановского и ливенского горизонтов (по местной нефтепромышленной номенклатуре – ухтинская свита).

Позднефранское время характеризуется цикличностью относительного уровня моря. Этапы трансгрессии морского бассейна фиксировались в разрезе очередным циклом рифообразования, этапы регрессии – прекращением роста рифовых построек и формированием толщ заполнения. На территории в этот период существовал единый барьерный риф, который возобновлял свой рост на этапе каждого трансгрессивного цикла.

В центральной части лицензионного участка разрез представлен карбонатной рифогенной толщей барьерного типа. Доломиты светло-коричневые, участками светло-серые и голубовато-светло-серые, разномзернистые, реликтивно-органогенные, неравномерно пористо-кавернозные, крепкие, неслоистые, сульфатизированные. Отмечаются прослои известняков органогенных и обломочных.

К востоку отложения представлены депрессионными доманикоидными осадками (скважина № 114). По описанию керна неравномерное переслаивание известняков серых, тёмно-серых, кристаллических, реже обломочных, прослоями битуминозных, неравномерно алевритистых и глинистых, мергелей зеленовато-серых, известковистых, участками алевритистых, тонкоплитчатых и аргиллитов тёмно-серых, слюдистых, листоватых.

Активный рост биогермных построек закончился в конце евлановско-ливенского времени в результате масштабного падения уровня моря, которое привело к частичному размыву органогенных построек и формированию толщи заполнения.

Отложения фаменского яруса (D_{3fm}) представлены в объёме нижнего, среднего и верхнего подъярусов.

В разрезе нижнефаменского подъяруса (D_{3fm_1}) выделены задонские и елецкие образования.

В объёме задонского горизонта (D_{3zd}) на Южно-Терехевейском месторождении выделены (снизу-вверх): пласты Φ_{0zd} , Φ_0 и репер «Г».

Пласт Φ_{0zd} представлен породами различных фаций – глубоководных, рифовых, шельфовых. В центральной части Южно-Терехевейского лицензионного участка над верхнефранской рифогенной постройкой в задонское время продолжалось формирование рифогенной толщи, сложенной доломитами серыми, участками бурыми, разномзернистыми, крепкими, неравномерно пористо-кавернозными, сульфатизированными, трещиноватыми, узорчатыми, с реликтивными участками и прослоями известняков сгустково-комковатых и мелкообломочных.

К востоку (район скважины № 114) отложения представлены депрессионными фациями (глинисто-мергелистые образования).

Ранее пласт Φ_0 и репер «Г» относились к елецкому горизонту. Стратиграфический объём задонского горизонта увеличен в свете новых данных.

Разрез пласта Φ_0 представлен известняками. По керновым данным коллекторами являются известняки сферово-сгустковые, сферово-сгустково-комковатые и сферово-сгустково-обломочные в разной степени доломитизированные.

Пласты Φ_0 и Φ_{0zd} на месторождении промышленно нефтеносны. Верхняя часть разреза задонского горизонта (репер «Г») сложена глинисто-мергелистыми осадками. По описанию керна скважины № 1П (долбление 1) порода представлена тонким субгоризонтальным, слабоволнистым и слабонаклонным переслаиванием аргиллитов известковистых и известняков в разной степени глинистых. Толщина слоев 1–2 мм до 3 см, редко 5 см. Глинистые прослойки более тонкие (1 см), известняковые – от 2 до 4–5 см, иногда с пережимами. Переходы между ними через мергели.

Скважинами вскрыты толщины задонского горизонта от 44 м (скважина № 121Г) до 451 м (скважина № 114) в депрессионной части.

Елецкий горизонт (D_3el) толщиной до 312 м представлен чередованием известняков (пласты $\Phi_1, \Phi_2, \Phi_3, \Phi_4$) и глинисто-карбонатных отложений. Осадконакопление в это время сопровождалось накоплением органогенно-обломочных карбонатов шельфового мелководья. Регрессивные фазы выразились формированием более глинистых межпластовых пачек.

Пласты Φ_1 – Φ_4 сложены известняками серыми, органогенно-обломочными, участками водорослевыми, пятнисто-доломитизированными.

Среди пород межпластовых пачек преобладают известняки серые, от пелитоморфных до мелкозернистых, плотных, прочных, неравномерно перекристаллизованных. Отмечаются прослои вторичных доломитов и мергелей, переходящих в аргиллиты.

Разрез среднефаменского подъяруса (D_3fm_2) представлен известняками коричнево-светло-серыми, тонкозернистыми, неравномерно глинистыми, прослоями обломочными и сгустково-комковатыми, пятнисто-доломитизированными, сульфатизированными, средней толщиной 167 м. В породе отмечаются прослои доломитов коричнево-серых, выщелоченных, мелкозернистых с гнездами ангидрита и редкие прослои мергелей.

В карбонатной толще подъяруса по литологическим особенностям и каротажной характеристике выделяются снизу-вверх: пачки I, II и III.

Верхнефаменский подъярус (D_3fm_3) выделен в объеме карбонатных отложений пачки IV средней толщиной 13 м. Известняки серо-коричневые, тонкозернистые, неравномерно глинистые. На электрокаротажных диаграммах пачка IV характеризуется высокими кажущимися сопротивлениями, отрицательными аномалиями ПС и низкими значениями ГК.

На территории присутствуют осадки трёх отделов каменноугольной системы (С). По результатам исследования керна и органических остатков в разрезе установлены перерывы в осадконакоплении – отсутствуют отложения турнейского и серпуховского ярусов.

Нижнекаменноугольные отложения (C_1) толщиной в среднем 130 м с размывом залегают на верхнедевонских образованиях и выделены в объеме визейского яруса (C_{1v}). В нижней части разрез сложен терригенными отложениями толщиной 5–30 м, выше – карбонатной толщей доломитизированных известняков и доломитов с подчинёнными прослоями известняков, иногда мелкокавернозных и сульфатизированных.

Тектоника

Южно-Терехевейское нефтяное месторождение по тектоническому районированию приурочено к одноименной структуре (рис. 1), которая расположена в южной части Мутноматерикового вала, являющегося тектоническим элементом II порядка в пределах Печоро-Кожвинского мегавала (элемент I порядка).

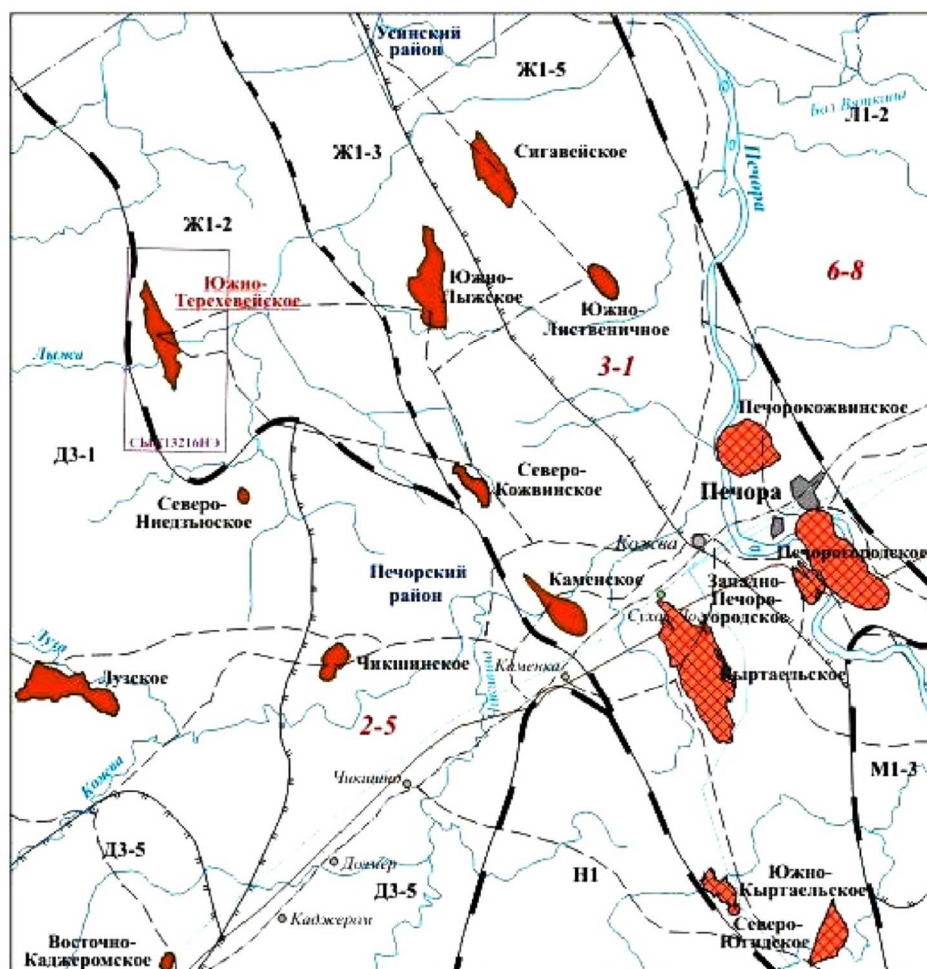
С востока Мутноматериковый вал ограничен Лыжско-Кыртаельским валом, выделяемым в составе Печоро-Кожвинского мегавала, с запада, по системе тектонических нарушений Припечорской системы разломов, граничит с Лузской ступенью (элемент II порядка) Омра-Лыжской седловины (элемент I порядка) Ижма-Печорской синеклизы. В южной части Мутноматериковый вал граничит с Ронаельской ступенью, элементом II порядка Омра-Лыжской седловины. Валы и прилегающие ступени имеют различное строение, что обусловлено особенностями их тектонического развития на протяжении всей протерозойской и фанерозойской истории.

Тектоническое строение проектируемой территории установлено по разрезам глубоких скважин, пробуренных на нефть и газ; сейсмическим профилям МОВ, МОГТ; материалам гравимагниторазведки, геологических съёмок.

По поверхности фундамента Печоро-Кожвинский мегавал не выражен. Здесь вырисовывается система узких блоков, ограниченных разломами, зонами дробления и имеющих общий наклон на восток и юго-восток. Глубины до поверхности фундамента по сейсмическим данным изменяются в пределах 3,0–8,0 км. Разломы, ограничивающие мегавал, имеют древнее заложение, интродуцированы породами основного и ультраосновного состава и чётко фиксируются всеми геофизическими методами.

В геологическом строении мегавала принимают участие палеозойские и мезозойские отложения. Из наиболее древних палеозойских отложений бурением вскрыты пока силурийские (Южно-Терехевейская площадь).

Печоро-Кожвинский мегавал претерпел сложную историю геологического развития. В раннем палеозое и девоне ему отвечала область интенсивного компенсированного прогибания с накоплением мощной толщи осадков. Прогиб, возникший как шовная структура на месте крупных глубинных разломов, наибольшего развития достиг в девоне. В визейско-артинский этап произошла инверсия тектонических движений. Интенсивное прогибание сменилось восходящими движениями, прерываемыми кратковременными погружениями отдельных блоков; сформировалось валобразное сооружение в очертаниях, близких к современным. Окончательное формирование мегавала, как положительной структуры, завершилось в послемезозойское время, при этом существенную роль имели неотектонические движения.



НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

- 2 Ижма-Печорская НГО
- 2-5 Верхнелыжско-Лемьинский НГР
- 3 Печоро-Колвинская НГО
- 3-1 Кыртаельско-Печорогородский НГР
- 6 Северо-Предуральская НГО
- 6-8 Большесывинский НГР

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

- Д Ижма-Печорская синеклиза
- Д-3 Омра-Лыжская седловина
- ДЗ-1 Лузская ступень
- ДЗ-5 Мичаю-Пашинский вал
- Ж Печоро-Колвинский авлакоген
- Ж-1 Печоро-Кожвинский мегавал
- Ж-2 Мутноматериковый вал
- Ж-1-3 Лыжско-Кыртаельский вал
- Ж-1-5 Печорогородская ступень
- Предуральский краевой прогиб**
- Л-1 Большесывинская впадина
- Л-1-2 Вяткинская депрессия
- М-1 Среднепечорское поперечное поднятие
- М1-3 Даниловская депрессия
- Н-1 Верхнепечорская впадина

- Границы тектонических элементов
- напорядковых тектонических элементов
- 1 порядка
- 2 порядка
- границы административных районов
- нефтепровод
- газопровод
- железная дорога
- автомобильная дорога
- Месторождения**
- нефтяные
- нефтегазоконденсатные
- населенные пункты
- граница лицензионного участка

Рисунок 1 – Обзорная карта

Западным ограничением Печоро-Кожвинский мегавала является Припечорский глубинный разлом типа взброса (в верхах разреза – взбросо-надвига), по которому верхнедевонские отложения Печоро-Кожвинского мегавала «стыкуются» с мезозойскими отложениями Верхнепечорской и Ижма-Печорской впадин. В сводовой части мегавала верхнедевонские и каменноугольные отложения выходят на поверхность.

Специалисты относят Припечорский разлом по характеру его проявления к группе разрывных нарушений прерывисто-непрерывного типа развития, активных в течение всего платформенного этапа существования Тимано-Печорской платформы.

На протяжении раннего и среднего палеозоя, когда в пределах Тимано-Печорской провинции преобладали процессы растяжения, Припечорский разлом существовал как система сбросов, вдоль которых формировались узкие протяжённые грабены. В среднем девоне отрицательные движения сопровождались вулканической активностью, и разлом служил каналом для проникновения мантийного вещества в осадочный чехол. В скважине № 1 Южно-Терехевейского месторождения зафиксирована интрузия габбро-диабазов в интервале 3004–3029 м (D_{2ef}).

Активное формирование сбросовых структур длилось, вероятно, до конца франского времени. Отрицательные движения продолжались с разной интенсивностью до начала каменноугольного периода, первая фаза крупного инверсионного цикла приурочена к раннему визею.

Тектоническая (инверсионная) перестройка структурного плана началась в каменноугольном периоде. К началу артинского времени Печоро-Кожвинский мегавал уже сформировался как положительная структура. В то же время структуры второго порядка, такие как Мутноматериковый вал, были ещё слабо выражены. Основной этап формирования этих структур приурочен к артинскому периоду – пику активности инверсионных движений. К средне-позднетриасовой эпохе приурочен ещё один этап восходящих тектонических движений, которые привели к окончательному формированию современного структурного плана данного района. Многочисленные размывы в период положительных тектонических движений привели к эрозионному срезанию 100–1300 м доартинских отложений в своде Мутнома-терикового вала. Инверсионные движения происходили по тем же самым разломам, которые заложились ещё в раннем палеозое. Сбросы были в разной степени инвертированы во взбросы.

Особенностью строения наддоманиковых отложений Южно-Терехевейской площади является наличие в их разрезе разнотипных карбонатных органогенных построек.

Сейсморазведочными работами МОГТ-2D в разрезе наддоманиковых франских отложений Южно-Терехевейской площади по аномалиям сейсмической записи на временных разрезах был закартирован барьерный риф, являющийся продолжением на север Аресско-Сомчемьюской зоны рифов. Южно-Терехевейская структура была подготовлена к глубокому бурению по ОГ III f_2 (D_{3f_2}) и детализирована работами МОГТ-3D после открытия и начала разработки одноимённого нефтяного месторождения.

Литологическая характеристика отложений по керну и данные ГИС позволяют утверждать, что на Южно-Терехевейской площади в разрезе верхнедевонских отложений вскрыта рифовая постройка, которую можно отнести к постройкам сложного типа. По аномалиям сейсмической записи ширина рифовой зоны в основании составляет 1,5–2,5 км. От Южно-Терехевейской площади барьерный риф протягивается на север вдоль западного склона Мутноматерикового вала.

Нефтегазоносность месторождения

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской провинции Южно-Терехевейское месторождение расположено в пределах Мутноматериково-Лебединского нефтегазоносного района Печоро-Колвинской нефтегазоносной области.

Нефтегазоносность Мутноматерикового вала Печоро-Кожвинского мегавала изучена слабо, однако на сопредельных площадях Лыжско-Кыртаельского вала и Ижма-Печорской впадины к настоящему времени выявлены залежи нефти в широком стратиграфическом диапазоне от верхнепермских до среднедевонских. Здесь открыт целый ряд месторождений: Южно-Лыжское, Северо-Кожвинское, Северо-Ниедзьюское, Сига-вейское, Лузское, Чикшинское и т.д.

Залежи нефти приурочены к различным типам ловушек – структурному, рифогенному, литологическому, литолого-стратиграфическому. Месторождения, как правило, многопластовые, со сложным строением пустотного пространства природных резервуаров.

На Южно-Терехевейском месторождении нефтегазоносность связана с доманиково-турнейским нефтегазоносным комплексом (НГК). Отложения данного комплекса повсеместно развиты на территории Печоро-Кожвинского мегавала и сопредельных площадях Ижма-Печорской впадины. Распределение зон нефтенакпления в верхнедевонских карбонатных отложениях определяется, главным образом, характером распространения рифовых построек того или иного типа, которые совместно с надрифовыми пластами являются основными природными резервуарами, формируя комбинированные антиклинально-рифовые и надрифовые ловушки. Коллекторы установлены как в самих телах рифов, так и в перекрывающих их шельфовых толщах. Промышленные запасы нефти разведаны и находятся в разработке на Турышевском, Западно-Аресском, Северо-Аресском, Аресском, Восточно-Сотчемью-Талыйюском, Северо-Ниедзьюском, Западно-Тэбукском, Сотчемьюском и других месторождениях. Коллекторами являются известняки и их доломитизированные разности со сложной структурой порового пространства, в строении которого участвуют поры, каверны и трещины в различном сочетании. Залежи нефти массивные, пластово-массивные, пластовые, зачастую литологически экранированные.

Промышленная нефтегазоносность Южно-Терехевейского месторождения установлена скважиной № 1 в 1989 году. К настоящему времени на Южно-Терехевейском месторождении в промышленной эксплуатации находятся две залежи нефти, приуроченные к пластам Φ_{0zd} и Φ_0 задонского возраста.

Залежь нефти пласта Φ_{0zd}

По состоянию на 01.01.2014 г. отложения пласта Φ_{0zd} вскрыли 24 скважины, из которых 2 (скважины №№ 113 и 114) оказались за пределами контура нефтеносности залежи. Кровля продуктивных отложений скважинами установлена на абсолютных отметках от – 1457 м в скважине № 1П до – 1556 м в скважине № 130, средняя глубина залегания кровли продуктивного пласта Φ_{0zd} – 1600 м (абсолютная отметка – 1514 м).

Коллекторами являются доломиты. Тип коллектора смешанный – каверново-поровый, трещинно-каверново-поровый.

ВНК принят на абсолютной отметке – 1571 м по данным ГИС и опробования. Только 2 скважины (скважины №№ 1 и 1П) вскрыли ВНК. В скважине № 1 по материалам ГИС подошва нижнего нефтенасыщенного пропластка находится на абсолютной отметке – 1570,9 м, кровля водонасыщенного коллектора – 1574,1 м. При опробовании этой скважины в перфорированной колонне из интервала в абсолютной отметке – 1568–1571 м получен приток нефти 11,1 м³/сут. на штуцере диаметром 3 мм; из интервала глубин на абсолютной отметке – 1575–1579 м получен приток минерализованной воды с плёнкой нефти дебитом 188,5 м³/сут. В скважине № 1П подошва нижнего нефтенасыщенного пропластка находится на абсолютной отметке – 1567,3 м, кровля водонасыщенного коллектора – 1577,9 м. Из интервала 1628–1641 м (абсолютная отметка – 1542–1555 м) после СКО получен фонтанный приток нефти дебитом 286,8 м³/сут. на штуцере диаметром 12,7 мм.

В скважине № 1 эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 61,8 м, в скважине № 1П – 63 м. По ГИС в скважинах №№ 1 и 1П выделено от 32 до 37 прослоев нефтенасыщенных карбонатов (среднее значение – 34,5), доля которых в разрезе пласта составляет 55 %.

Остальные скважины вскрыли продуктивные отложения не в полном объёме, эффективная нефтенасыщенная толщина в них изменяется от 1,7 м (скважина № 132) до 71,3 м (скважина № 101/2), количество нефтенасыщенных прослоев – 14.

Залежь классифицируется как массивная сводовая, в пределах контура нефтеносности имеет размеры 7,65×0,4–1,0 км, высоту – 114 м, площадь нефтеносности – 5540 тыс. м², средневзвешенную по площади нефтенасыщенную толщину – 20,6 м.

В контуре нефтеносности залежи находятся 28 скважин (скважины №№ 1, 1П, 101/2, 102, 102/2, 103, 105/2, 107–109, 111, 113, 115–120, 121Г, 122, 123, 124Г, 125Г, 126, 130–132 и 260). Все скважины пробурены в нефтяной зоне.

В скважине № 110 установлен водонасыщенный коллектор. В скважинах №№ 100, 101, 104, 105, 106 и 114 коллекторов по данным ГИС не выделено, в связи с чем на востоке и западе протрассирована линия замещения коллекторов плотными непроницаемыми разностями.

Залежь имеет северо-северо-западное простирание. Свод залежи оконтуривается замкнутой изогипсой – 1500 м. Продуктивные отложения представлены известняками. Тип коллектора – поровый, каверново-поровый.

ВНК залежи пласта Ф0 по данным ГИС не установлен. Подошва гипсометрически наиболее низкого нефтенасыщенного коллектора скважинами вскрыта на абсолютной отметке – 1565 м (скважина № 119), кровля наиболее высокого водонасыщенного коллектора – на абсолютной отметке – 1607 м (скважина № 110), что близко к принятому ВНК по залежи пласта Ф0zd. Исходя из этого, на данной стадии изученности уровень нефтеносности по залежи пласта Ф0 принят на такой же абсолютной отметке, что и ВНК залежи пласта Ф0zd – 1571 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважинах, вскрывших полный разрез отложений пласта Ф0, изменяется от 0,8 м (скважина № 102/2) до 10,8 м (скважина № 113). Максимальное значение нефтенасыщенной толщины (11,7 м) установлено в скважине № 117, которая подошву пласта Ф0 не вскрыла, однако, учитывая опыт бурения, можно предположить, что проницаемые отложения в ней вскрыты полностью. По ГИС выделено от 1 до 7 прослоев нефтенасыщенных карбонатов, которые в разрезе пласта занимают 17 %.

Залежь характеризуется как пластовая сводовая, литологически ограниченная. Размеры залежи по внешнему контуру нефтеносности составляют 11,3x0,35–2,3 км, высота – 139 м, площадь нефтеносности – 15018 тыс. м², средневзвешенная по площади нефтенасыщенная толщина – 5,3 м.

Основные этапы проектирования разработки месторождения

Месторождение открыто в 1990 году, в опытной эксплуатации с 1999 года, в промышленную разработку введено в 2002 году.

За прошедший период было составлено три проектных технологических документа на разработку месторождения:

1) «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Южно-Терехевейского нефтяного месторождения», утверждена сроком на 5 лет (институт «ПечорНИПИнефть»);

2) «Авторский надзор за реализацией технологической схемы опытно-промышленной разработки Южно-Терехевейского месторождения», утверждён на период 2006–2007 гг. (филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Коми» «ПечорНИПИнефть»);

3) «Технологическая схема разработки Южно-Терехевейского нефтяного месторождения» (филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Коми» «ПечорНИПИнефть») принята со следующими основными положениями:

- выделение в разрезе месторождения двух объектов разработки: НЭО (пласт Ф0zd) и ВЭО (пласт Ф0);
- фонд скважин всего 28, в т.ч. добывающих – 22 и нагнетательных – 6;
- фонд скважин для бурения 14, в т.ч. добывающих – 9, нагнетательных – 5;
- с 2010 года использование нефтяного газа – 95 % в год.

Таблица 1 – Максимальные уровни

	Ф0zd	Ф0
Добычи нефти, тыс. тонн	183,3	93,6
Добычи жидкости, тыс. тонн	847,6	121,4
Закачки воды, тыс. м ³	544,5	166,5

По нижнему эксплуатационному объекту (Ф0zd):

- система воздействия – закачка воды под ВНК в центре залежи;
- фонд скважин для бурения – 2, из них 1 горизонтальная;

- зарезка 7 боковых стволов;
- фонд скважин всего 13, из них 12 добывающих и 1 нагнетательная;
- достижение КИН 0,450.

По верхнему эксплуатационному объекту (Φ_0):

- разработку объекта осуществлять при искусственном поддержании пластового давления путём внутриконтурной закачки воды;
- фонд скважин всего 15, в т.ч. добывающих – 10, нагнетательных – 5;
- фонд скважин для бурения – 12, из них 7 добывающих горизонтальных и 5 нагнетательных скважин;
- достижение КИН 0,364.

Анализ структуры фонда и показателей эксплуатации скважин

По состоянию на 01.01.2014 г. на балансе предприятия находятся 33 скважины. Действующий фонд добывающих скважин равен 26, из них 22 скважины оборудованы ЭЦН и 4 скважины – установками ШГН. В простаивающем фонде находится две скважины, из них 1 – в бездействии, 1 – числится в освоении.

В действующем нагнетательном фонде числятся 4 скважины, 1 находится в бездействии.

Распределение пробуренного фонда по участию в добыче и закачке по объектам за весь период разработки показано в таблице 2, при этом скважины, одновременно или поочерёдно эксплуатировавшие два объекта, учтены по каждому из них.

Таблица 2 – Распределение пробуренного фонда

Объект	Добывающие	Нагнетательные	Всего
Φ_{0zd}	20	1	21
Φ_0	14	4	18
Всего	28	5	33

Три добывающие скважины НЭО (скважины №№ 107, 115 и 131) после обводнения переведены на верхний объект (скважины №№ 107 и 131 – в добычу, скважина № 115 – под закачку). Скважина № 119 введена из бездействующего добывающего фонда ВЭО под закачку на этот же объект для усиления системы ППД.

Сведения о простаивающем фонде скважин с причинами простоев приведены в таблице 3.

Текущее состояние разработки месторождения

Месторождение находится в эксплуатации с 1999 года. С начала разработки из залежей месторождения отобрали 2243 тыс. тонн нефти и 8106 тыс. тонн жидкости. Использование извлекаемых запасов категории С1 составляет 46 % при среднегодовой обводнённости продукции 80,4 %. Текущий КИН – 0,193 при проектном 0,416.

В период с 2003–2007 гг. на месторождении наблюдался рост добычи нефти, что связано с активным разбуриванием месторождения. В 2008 году месторождение вышло на максимальный уровень добычи нефти – 245,3 тыс. тонн. С 2009 года наблюдается снижение годовых отборов нефти из-за прекращения бурения. В 2011 году на месторождении возобновили бурение (введено 8 добывающих скважин), что позволило нарастить объёмы добычи нефти.

График разработки Южно-Терхевейского месторождения показан на рисунке 2. Как видно из графика разработки месторождения, с 2008 года отмечается стабилизация обводнённости продукции скважин на уровне 80 %, что обусловлено вводом новых скважин из бурения, проведением РИР по скважинам НЭО, а также переводом части обводнившихся скважин НЭО на вышележащий объект.

В 2013 году добыча нефти по месторождению составила 158,0 тыс. тонн, что на 17,8 тыс. тонн или на 10 % меньше, чем в 2012 году. Темпы отбора составляют 3,3 % от НИЗ и 5,8 % от ТИЗ. Жидкости отобрано 805,3 тыс. тонн, что на 49,7 тыс. тонн или на 6 % меньше, чем в прошлом году.

Среднегодовой дебит нефти одной скважины в 2013 году по месторождению равен 17,2 тонн/сут., изменяясь по скважинам в широком диапазоне от 2,1 тонн/сут. (скважина № 101) до 71,2 тонн/сут. (скважина № 108), жидкости – 87,6 тонн/сут., варьируя от 5,0 тонн/сут. (скважина № 125Г) до 393,9 тонн/сут. (скважина № 100). Среднегодовая обводнённость продукции составила 80,4 %.

Таблица 3 – Сведения о простирающем фонде скважин

№№ п/п	Скважина	Дата ввода из бурения	Дата остановки	Категория простоя	Причина простоя скважины	Режим на дату остановки			
						дебит		обводнённость, %	$Q_{лик}$, м ³ /сут.
						нефти, тонн/сут.	жидкости, м ³ /сут.		
Добывающий фонд									
1	103	13.06.2005	07.01.2012	бездействие	нерентабельная (высоко обводнённая)	1,3	95,8	98,3	–
Нагнетательный фонд									
2	126н	16.10.2012	27.08.2013	бездействие	ОКРС, восстановление приёмистости	–	–	–	45,0

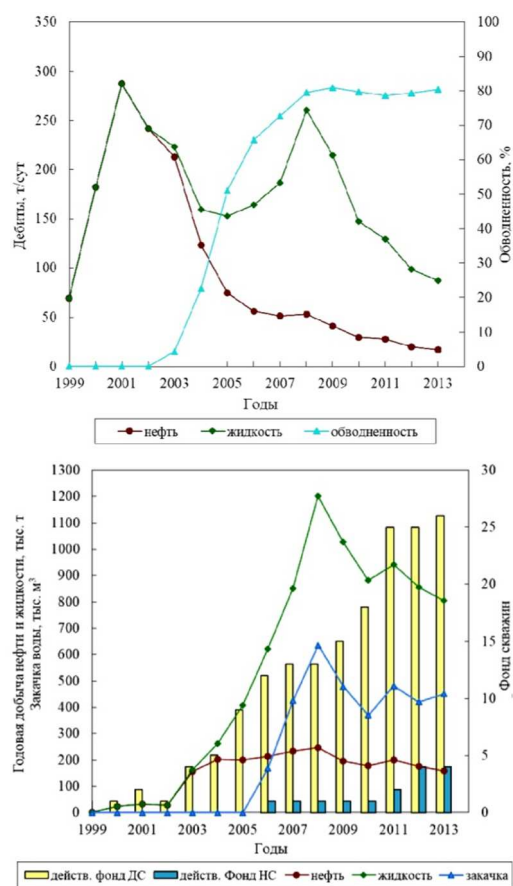


Рисунок 2 – График разработки Южно-Терехвейского месторождения

Закачка воды на месторождении организована с 2006 года. В качестве рабочего агента используется подтоварная вода с ДНС «Южный Терехвей».

За прошедший период в пласты месторождения закачано 3429 тыс. м³ рабочего агента. Объёмы закачиваемой воды в 2013 году выросли на 7,4 % по сравнению с предыдущим годом и составили 451 тыс. м³.

В разработке месторождения участвовало 32 скважины, добыча нефти осуществлялась из 29 скважин. Под закачкой перебивалось 5 скважин, из которых 2 переведены из добывающего фонда. Распределение накопленной добычи нефти по скважинам, из которых осуществлялись отборы, представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Распределение накопленной добычи по скважинам

Диапазон изменения накопленной добычи нефти, тыс. тонн	Количество скважин
до 10	6
10–20	4
20–50	7
50–100	4
100–200	5
свыше 200	3

Средний отбор, приходящийся на 1 добывающую скважину, равен 77,3 тыс. тонн, при этом 41 % скважин, перебивавших в эксплуатации, отобрали от 50 до 350 тыс. тонн нефти. Максимальный отбор 342 тыс. тонн или 15,2 % от накопленной добычи нефти получен из скважины № 1-П, которая находится в работе с апреля 1999 года.

Моделирование показателей проведения ГТМ.

Выбор скважинкандидатов и описание методики подбора

При выборе скважин-кандидатов для проведения ГТМ в первую очередь определимся с выбором объекта месторождения, для этого проанализируем геолого-физическую характеристику продуктивных залежей:

- 1) объект Φ_0zd обладает большей средневзвешенной по площади нефтенасыщенной толщиной по сравнению с залежью Φ_0 ;
- 2) проницаемость по керну и ГДИ является преимуществом залежи Φ_0 ;
- 3) по состоянию текущих извлекаемых запасов объект Φ_0zd обладает явным преимуществом;
- 4) остальные показатели ГФХ совпадают, либо отличаются на незначительные величины.

Из двух основных залежей исследуемого месторождения выбираем для проведения ГТМ залежь Φ_0zd ввиду её фактического преимущества по потенциальному извлечению дополнительных объёмов углеводородов.

Для анализа проведения моделирования того или иного ГТМ выберем 2 скважины-кандидата из фонда залежи Φ_0zd для сравнения основных показателей.

При выборе скважин-кандидатов будем уделять особое внимание техническому состоянию скважины, качеству цементажу, записи профиля притока, а также темпам отборам, прогрессии по обводнённости, добыче жидкости и нефти.

В результате анализа имеющейся информации выбираем скважины №№ 130 и 132 ввиду отрицательной тенденции по добыче нефти и положительной тенденции по обводнённости (рис. 3 и 4), по техническому состоянию претензий к скважинам-кандидатам не возникает.

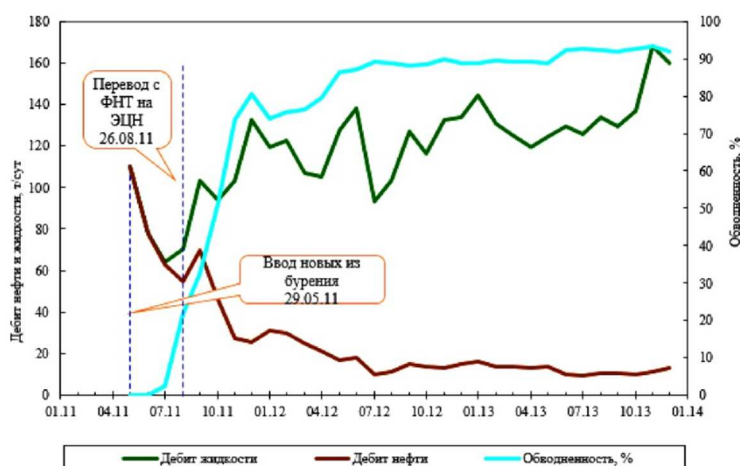


Рисунок 3 – Динамика показателей работы скважины № 130

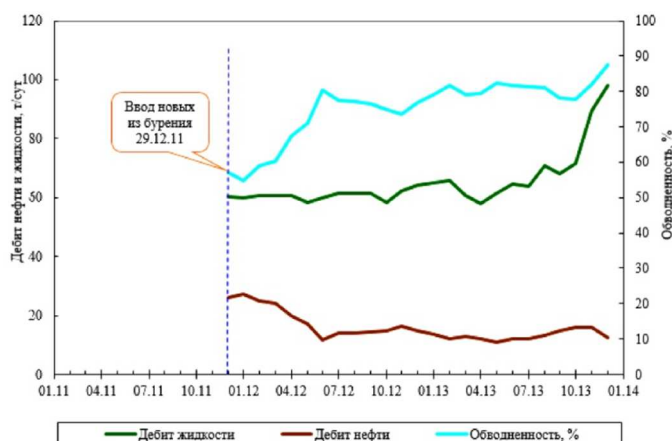


Рисунок 4 – Динамика показателей работы скважины № 132

Выбор эффективного ГТМ для реализации математической модели

Пласты, вскрываемые скважинами-кандидатами, имеют высокую мощность. Анализируя геомеханические характеристики пласта, можно предложить в виде ГТМ кислотную обработку, гидравлический разрыв пласта или их комбинацию. На обеих скважинах наблюдается снижение дебита от года в год, что можно объяснить изменением скин-фактора. Для вовлечения недренируемых пропластков и участков нефтесодержащей породы отлично подойдёт ГРП. Учитывая тип коллектора (карбонатный, трещинно-каверно-поровый), выбираем в качестве ГТМ одностадийный гидравлический разрыв пласта для каждой из скважин-кандидатов.

Расчёт параметров при проведении ГРП

Необходимо рассчитать следующие технологические параметры и показатели:

- давление гидроразрыва $p_{грп}$;
- потери давления на трение $p_{тр}$;
- проницаемость дренажной системы $K_{дс}$;
- радиус горизонтальной трещины $r_{тр}$;
- дебит скважины после проведения ГРП Q_2 ;
- эффективность ГРП по формуле Г.К. Максимовича n .

Исходные данные по скважинам-кандидатам приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные исходные данные для расчёта ГРП

Показатель	Скважина	
	№ 130	№ 132
Средняя плотность пород над продуктивным пластом ρ_p , кг/м ³	2500	2500
Глубина H , м	1700	2000
Темп закачки жидкости гидроразрыва Q_p , м ³ /с	0,015	0,015
Время закачки t , с	7,2	7,2
Эффективная толщина пласта h , м	8,2	5,9
Вязкость жидкости разрыва μ , МПа · с	0,12	0,12
Средняя проницаемость пласта k , мкм ²	0,079	0,079
Внутренний диаметр обсадных труб $D_{вн}$, м	0,144	0,144
Наружный диаметр труб $D_{нар}$, м	0,173	0,173
Контур питания R_k , м	250	250
Радиус забоя скважины $r_{скв}$, м	0,075	0,075
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	782	782
Депрессия на забое Δp , МПа	0,2	3,6
Количество песка $G_{песка}$, кг	8000	8000
Коэффициент упругости E , МПа	0,0004	0,0004
Предел текучести стали отек, МПа	650	650
Коэффициент Пуассона ν	0,3	0,3

Ниже приведены основные расчётные показатели ГРП.

1. Определяем вертикальное горное давление:

$$p_{\text{гор}}^{\text{верт}} = \rho_{\text{п}} \cdot g \cdot H, \quad (1)$$

где $\rho_{\text{п}}$ – средняя плотность пород над продуктивным пластом, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; H – глубина, м.

2. Расчёт давления гидроразрыва пласта:

$$p_{\text{ГРП}} = p_{\text{гор}}^{\text{верт}} - p_{\text{пл}} + \sigma_{\text{р}}, \quad (2)$$

где $\sigma_{\text{р}}$ – предел прочности песчаника на разрыв (принимаем $\sigma_{\text{р}} = 2$ МПа); $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа.

Есть два пути проведения ГРП: через эксплуатационную колонну и через колонну НКТ.

3. Расчёт рабочего устьевого давления гидроразрыва:

$$p_{\text{раб}}^{\text{уст}} = \frac{(D_{\text{нар}}^2 - D_{\text{вн}}^2) \cdot \sigma_{\text{тек}}}{(D_{\text{нар}}^2 + D_{\text{вн}}^2) \cdot K} + p_{\text{пл}} - \rho \cdot g \cdot H + p_{\text{тр}}, \quad (3)$$

где $D_{\text{нар}}$ и $D_{\text{вн}}$ – наружный и внутренний диаметр эксплуатационных труб, м; $\sigma_{\text{тек}}$ – предел текучести стали, МПа; K – запас прочности ($K = 1,5$); $p_{\text{тр}}$ – потери напора на трение в трубах, МПа.

4. Потери напора на трение по формуле Дарси-Вейсбаха (предварительно определив коэффициент гидравлического сопротивления, скорость движения жидкости и плотность смеси (нефть + песок)):

$$p_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{\rho_{\text{см}} \cdot v^2 \cdot H}{2 \cdot g \cdot D}, \quad (4)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления труб; $\rho_{\text{см}}$ – плотность смеси; v – скорость движения жидкости, м/с.

5. Определение необходимого количества рабочей жидкости.

Количество жидкости разрыва не поддаётся точному расчёту. Оно зависит от вязкости жидкости разрыва и фильтруемости, проницаемости пород и призабойной зоны скважины, темпа закачки жидкости и давления разрыва. По опытным данным объём жидкости разрыва изменяется от 5 до 10 м³. На практике заготавливают 20–50 м³ жидкости и 8–10 тонн песка ($G_{\text{песка}}$). Для нефти вязкостью 2,1 мПа · с принимаем $C = 250$ кг/м³. Объём жидкости-песконосителя:

$$V_{\text{жп}} = \frac{G_{\text{песка}}}{C}. \quad (5)$$

Объём продавочной жидкости во избежание оставления на забое песка следует принимать в 1,2–1,3 раза больше, чем объём колонны, по которой закачивается песок. Необходимый объём продавочной жидкости:

$$V_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot 1,3}{4}. \quad (6)$$

6. Время проведения гидроразрыва:

$$T = \frac{(V_{\text{р}} + V_{\text{жп}} + V_{\text{пр}})}{Q}, \quad (7)$$

где Q – суточный расход рабочей жидкости, м³.

7. Радиус горизонтальной трещины:

$$r_{\text{тр}} = \frac{c \cdot \left(Q \cdot \sqrt{\frac{10^{-9} \cdot \mu \cdot t_p}{k}} \right)}{2}, \quad (8)$$

где c – эмпирический коэффициент, зависящий от горного давления; μ – вязкость жидкости разрыва; t_p – время закачки.

8. Проницаемость горизонтальной трещины:

$$k_{\text{тр}} = \frac{\omega^2}{10^4 \cdot 12}, \quad (9)$$

где ω – ширина трещины ($\omega = 0,1$ см).

9. Проницаемость призабойной зоны:

$$k_{\text{пз}} = \frac{(k_{\text{п}} \cdot h + k_{\text{тр}} \cdot \omega)}{h + \omega}, \quad (10)$$

где $k_{\text{п}}$ – проницаемость пласта, м^2 ; h – эффективная мощность пласта, м.

10. Проницаемость всей дренажной системы:

$$k_{\text{дс}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot k_{\text{пз}} \cdot \log_{10} \left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{скв}}} \right)}{k_{\text{пз}} \cdot \log_{10} \left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{тр}}} \right) + k_{\text{п}} \cdot \log_{10} \left(\frac{r_{\text{тр}}}{r_{\text{скв}}} \right)}, \quad (11)$$

где $R_{\text{к}}$ – радиус контура питания скважины, м; $r_{\text{скв}}$ – радиус забоя скважины, м; $r_{\text{тр}}$ – радиус трещины.

11. Дебит скважины после гидроразрыва:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{\text{дс}} \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \cdot \log_{10} \left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{скв}}} \right)}, \quad (12)$$

где Δp – депрессия на забое, МПа.

12. Число насосных агрегатов:

$$N = \left(\frac{q}{q_{\text{агр}}} \right) + 1, \quad (13)$$

где $q_{\text{агр}}$ – производительность одного агрегата на второй скорости, л/с.

13. Эффективность проведения ГРП.

Ожидаемый эффект от ГРП предварительно можно определить по приближённой формуле Г.К. Максимовича, в которой радиус скважины после ГРП принимается равным радиусу трещины:

$$n = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\log_{10} \left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{скв}}} \right)}{\log_{10} \left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{тр}}} \right)}, \quad (14)$$

где Q_1 и Q_2 – дебит скважин соответственно до и после гидроразрыва.

Фактическая эффективность может быть несколько ниже, так как при движении жидкости по трещинам, заполненным песком, наблюдается не учитываемые формулой небольшие потери напора.

Сравнение и анализ показателей моделирования

Результаты моделирования представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты моделирования ГРП по скважинам-кандидатам

Показатель	Скважина	
	№ 130	№ 132
Вертикальное горное давление $p_{гор}^{верт}$, МПа	41,69	49,05
Давление гидроразрыва $p_{грп}$, МПа	25,49	32,85
Потери напора на трение $p_{тр}$, МПа	0,03	0,03
Допустимое устьевое давление ГРП $p_{доп}^{уст}$, МПа	80,71	77,95
Рабочее давление на устье скважины $p_{раб}^{уст}$, МПа	9,88	14,48
Объём жидкости-песконосителя $V_{жп}$, м ³	32,00	32,00
Необходимый объём продавочной жидкости $V_{пр}$, м ³	35,97	42,32
Время проведения гидроразрыва T , сут.	0,05	0,05
Радиус горизонтальной трещины $R_{тр}$, м	4,35	4,35
Проницаемость горизонтальной трещины $k_{тр}$, м ²	$3,78 \cdot 10^{-7}$	$8,14 \cdot 10^{-7}$
Проницаемость призабойной зоны пласта $k_{п}$, м ²	$9,56 \cdot 10^{-9}$	$4,10 \cdot 10^{-8}$
Проницаемость всей дренажной системы $k_{дс}$, мкм ²	0,158	0,158
Дебит скважины после гидроразрыва Q_2 , м ³ /с	$4,41 \cdot 10^{-5}$	$5,71 \cdot 10^{-4}$
Эффективность проведения ГРП η	через радиусы	2,00
	через дебиты	0,38

Расчётные показатели по проницаемости дренажной системы слабо различны, вследствие чего для анализа взялся их средний показатель, который отличается от показателей по каждой из скважин-кандидатов на $\pm 0,01$ (рис. 5).

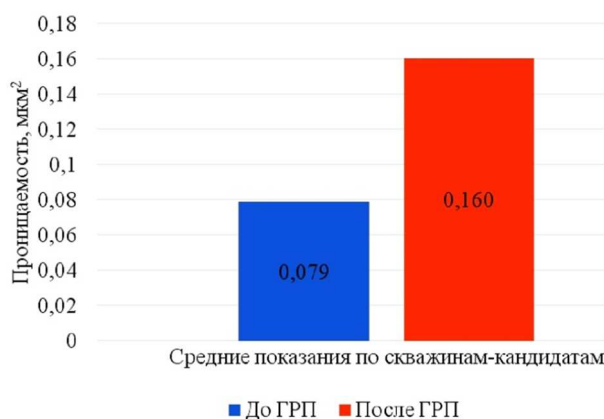


Рисунок 5 – Сравнение $k_{дс}$ до и после проведения ГРП

После проведения ГРП проницаемость дренажной системы увеличилась более чем в 2 раза, это обусловлено заполнением проппанта призабойной зоны скважины.

Эффективность проведения ГРП согласно формуле Г.К. Максимовича можно рассчитать через радиусы дренирования скважины и трещины, либо через дебиты до и после ГРП. Эффективность ГРП, рассчитанная через радиусы, совпадает у обеих скважин-кандидатов ввиду одинаковости геомеханических характеристик и равна 2,0. Эффективность ГРП через дебиты представлена на рисунке 6.

Эффективность ГРП для скважины-кандидата № 132 заметно выше скважины-кандидата № 130. Депрессия скважины-кандидата № 130 сильно ниже скважины-кандидата № 132 ввиду столь низкой депрессии скважины № 130. Эффективность

ГРП, рассчитанная исходя из отношения дебитов до и после для скважины № 130, является слабо эффективной. Разница эффективностей двух скважин-кандидатов также получилась ввиду более высокого изначального дебита скважины-кандидата № 132.

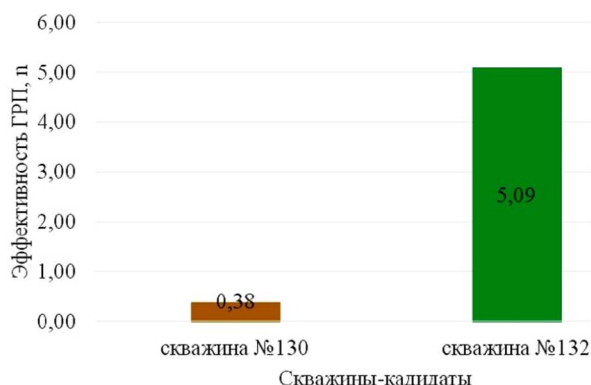


Рисунок 6 – Эффективность ГРП по скважинам-кандидатам

Заключение

В ходе проведения моделирования одностадийного гидравлического разрыва пласта на скважинах-кандидатах получено увеличение дебита по обеим скважинам и увеличение коэффициента проницаемости призабойной дренажной системы, что положительно повлияло на коэффициент извлечения нефти.

В технологии моделирования проведения гидравлического разрыва пласта существует множество не учитываемых сил, как и в любом другом моделировании ГТМ. Многие из них не учитываются, т.к. есть предположения об их незначительности, но из множества переменных может получиться сильный прирост в виде эффективности проведения моделирования ГРП. В результате проведения моделирования ГТМ сформулированы некоторые рекомендации по результатам расчёта:

- разработать математические и компьютерные модели для описания динамики проппанта в жидкости, используемой для гидроразрыва;
- проводить моделирование движения проппанта в трещине гидроразрыва;
- разработать модели течения жидкости в трещинах гидроразрыва с учётом изменяющейся геометрии трещин;
- уделять большое внимание исходным данным по скважинам-кандидатам, особенно геомеханическим свойствам.

По результатам моделирования можно сравнить основные технологические показатели до и после проведения моделирования ГРП:

- 1) коэффициент проницаемости дренажной системы (призабойной зоны скважины) по обеим скважинам-кандидатам увеличился в 2 раза (с 0,079 мкм² до 0,158 мкм²);
- 2) дебиты увеличились в 1,38 и 5,09 раза для скважин-кандидатов №№ 130 и 132 соответственно.

Литература

1. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 т. / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
2. Булатов А.И. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учеб.пособие / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
4. Варламов П.С. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.

5. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Миклина О.А., Ксёэнз Т.Г. Гидравлический разрыв пласта (ГРП): учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2019. – 120 с.
7. Попов В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин / О.В. Савенок, Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Савенок О.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений / О.В. Савенок, А.А. Ладенко. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Савенок О.В. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
11. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учеб.пособие: в 2 ч. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
12. Экономидес М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой. – М. : Петроальянс Сервисис Компани Лимитед, 2004. – 194 с.
13. Антонов Е.Н., Шиян С.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах Самотлорского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 48–57.
14. Антонов Е.Н., Шиян С.И., Шаблий И.И. Анализ эффективности производства ГРП на объекте Самотлорского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 55–72.
15. Арутюнов Т.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Анализ технологии проведения гидравлического разрыва пласта в условиях объекта Ю₁ Снежного месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 2 (2). – С. 85–113.
16. Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ эффективности проведения ГРП на Ем-Ёговской площади Краснотенинского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 75–81.
17. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
18. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – № 12. – С. 16–23.
19. Григулецкий В.Г. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. О некоторых факторах, определяющих эффективность ГРП с закачкой больших количеств песка // Нефть, газ и бизнес. – 2016. – № 2. – С. 3–12.
20. Григулецкий В.Г. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Течение вязкой технологической жидкости через перфорационные отверстия и каналы некруговой формы. Часть 1. Обоснование и постановка задачи исследования // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 6. – С. 36–44.
21. Григулецкий В.Г. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Течение вязкой технологической жидкости через перфорационные отверстия и каналы некруговой формы. Часть 2. Новое приближённое решение задач // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 11. – С. 18–26.
22. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 18–25.
23. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. О динамических и температурных полях при измерении показателей технологических жидкостей. Часть 2 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 7. – С. 15–20.
24. Дерли Н.А., Савенок О.В. Проектирование процесса ГРП в условиях Северо-Савиноборского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 1. – С. 252–262.
25. Куликов Э.В., Залоев П.Д., Лешкович Н.М. Особенности применения ГРП на Приразломном месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 127–132.
26. Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 10. – С. 10–12.

27. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Анализ проведения ГРП на переходящем фонде скважин на Приобском месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 198–200.
28. Поварова Л.В., Приходько М.Г., Савенок О.В. Факторы, обуславливающие экологическую опасность нефтедобычи // «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014»: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2014. – С. 28–32.
29. Поздняков А.А., Виноградова И.А., Иванова Ю.И. Мониторинг гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» // Нефтяное хозяйство, 2006. – № 11. – С. 38–41.
30. Савенок О.В., Кусов Г.В. Повышение эффективности газоконденсатоотдачи с помощью гидроразрыва пласта на Ново-Уренгойском газоконденсатном месторождении // ГеоИнжиниринг, 2006. – № 2. – С. 88–91.
31. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 3 (6). – С. 97–120.
32. Трофименко Д.Д., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Применение гидроразрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах Тасовского месторождения и способ повышения его эффективности // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 4 (49). – С. 5–15.
33. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. База данных «Гидравлический разрыв пласта». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620811. Заявка № 2015620282. Дата поступления 27 марта 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 25 мая 2015 г.

References

1. Bulatov A.I. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
2. Bulatov A.I. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes: textbook / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar: LLC Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremychuk. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
4. Varlamov P.S. Formation testing equipment for hydrodynamic studies of reservoirs of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa Polygraph Plant, 2004. – 620 p.
5. Ladenko A.A. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
6. Miklina O.A., Ksenz T.G. Hydraulic fracturing (HF): textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2019. – 120 p.
7. Popov V.V. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Lik Publishing House, 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V. Oil and gas engineering during well development / O.V. Savenok, Yu.D. Kachmar, R.S. Yaremychuk. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V. Development of oil and gas fields / O.V. Savenok, A.A. Ladenko. – Krasnodar : Ed. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
10. Savenok O.V. Ecological aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
11. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: textbook: in 2 hours – Ukhta : Publishing house of Ukhta State Technical University, 2021.
12. Economides M., Olaini R., Valko P. Unified design of hydraulic fracturing. Building bridges between theory and practice. – M. : Petroalliance Services Company Limited, 2004. – 194 p.
13. Antonov E.N., Shiyani S.I. Technique and technology of hydraulic fracturing at the wells of the Samotlor field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 48–57.
14. Antonov E.N., Shiyani S.I., Shabliy I.I. Analysis of the efficiency of hydraulic fracturing at the Samotlor field // Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2020. – № 2. – P. 55–72.
15. Arutyunov T.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Analysis of the technology of hydraulic fracturing in the conditions of the Yu₁ object of the Snezhnoye deposit // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming. – 2017. – № 2 (2). – P. 85–113.
16. Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of the efficiency of hydraulic fracturing at the Em-Yogovskoye area of the Krasnoleninskoye field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 75–81.
17. Berezovsky D.A., Lavrentiev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling from the point of view of establishing the conditions for the onset of factors complicating mining // Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.

18. Griguletsky V.G., Saveliev Yu.P. Directional multi-stage hydraulic fracturing. Technology features. Control and management of the properties of technological liquids // Oil, gas and business. – 2015. – № 12. – P. 16–23.
19. Griguletsky V.G. Directional multi-stage hydraulic fracturing. On some factors that determine the effectiveness of hydraulic fracturing with the injection of large amounts of sand // Oil, gas and business. – 2016. – № 2. – P. 3–12.
20. Griguletsky V.G. Directional multi-stage hydraulic fracturing. The flow of a viscous process fluid through perforations and non-circular channels. Part 1. Substantiation and formulation of the research problem // Oilfield business. – 2016. – № 6. – P. 36–44.
21. Griguletsky V.G. Directional multi-stage hydraulic fracturing. The flow of a viscous process fluid through perforations and non-circular channels. Part 2. New approximate solution of problems // Oilfield business. – 2018. – № 11. – P. 18–26.
22. Griguletsky V.G., Saveliev Yu.P. Directional multi-stage hydraulic fracturing. Technology features. Control and management of the properties of process fluids. Part 1 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 8. – P. 18–25.
23. Griguletsky V.G., Saveliev Yu.P. Directional multi-stage hydraulic fracturing. About dynamic and temperature fields at measurement of indicators of technological liquids. Part 2 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 7. – P. 15–20.
24. Derli N.A., Savenok O.V. Designing the hydraulic fracturing process in the conditions of the Severo-Savinoborsk oil field // Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2021. – № 1. – P. 252–262.
25. Kulikov E.V., Zaloev P.D., Leshkovich N.M. Features of the use of hydraulic fracturing at the Prirazlomnoye field // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 127–132.
26. Nikitin B.A., Griguletsky V.G. Stationary oil inflow to a single horizontal well in an anisotropic reservoir // Neftyanoe khozyaystvo. – 1992. – № 10. – P. 10–12.
27. Pavelyeva O.N., Basov A.O., Pavelyeva Yu.N. Analysis of hydraulic fracturing at the transitional well stock at the Priobskoye field // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 198–200.
28. Povarova L.V., Prikhodko M.G., Savenok O.V. Factors causing the environmental hazard of oil production // «Ecological problems of oil production – 2014»: a collection of proceedings of the IV International scientific and practical conference with elements of a scientific school for youth (October 21–23, 2014, Ufa). – Ufa : Ufa State Petroleum Technical University, 2014. – P. 28–32.
29. Pozdnyakov A.A., Vinogradova I.A., Ivanova Yu.I. Monitoring of hydraulic fracturing at the fields of LLC «LUKOIL – Western Siberia» // Oil Industry, 2006. – № 11. – P. 38–41.
30. Savenok O.V., Kusov G.V. Improving the efficiency of gas condensate recovery using hydraulic fracturing at the Novo-Urengoykoye gas condensate field // GeoEngineering, 2006. – № 2. – P. 88–91.
31. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery of the reservoir and ways to increase it // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 3 (6). – P. 97–120.
32. Trofimenko D.D., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The use of hydraulic fracturing in low-permeability reservoirs of the Tasovskoye field and a method for improving its efficiency. Oil Engineer. – 2019. – № 4 (49). – P. 5–15.
33. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Database «Hydraulic fracturing». Certificate of state registration of the database № 2015620811. Application № 2015620282. Date of receipt March 27, 2015 Date of state registration in the Register of Databases May 25, 2015