

УДК 622.276.63

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ВИСОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND PROSPECTS FOR THE VISOVOYE OIL FIELD DEVELOPMENT

Витязев Ярослав Дмитриевич

студент направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Ухтинский государственный технический университет
barcelona9820@mail.ru

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 проведён анализ текущего состояния разработки Висового нефтяного месторождения, расположенного на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области. Приведена краткая геолого-физическая характеристика месторождения, дано описание текущего состояния разработки и история освоения; представлен расчёт показателей при применении солянокислотной обработки на скважинах-кандидатах. В ходе проведения моделирования солянокислотной обработки получено увеличение дебита по обеим скважинам и увеличение продуктивности, что положительно повлияло на коэффициент извлечения нефти. По результатам моделирования выполнено сравнение основных технологических показателей до и после проведения СКО.

Ключевые слова: геолого-физическая характеристика месторождения; состояние разработки месторождения; основные этапы проектирования разработки месторождения; характеристика текущего состояния разработки месторождения; анализ разработки Висового месторождения; расчёт параметров при проведении СКО; сравнение и анализ показателей моделирования.

Vityazev Yaroslav Dmitrievich

Student Training Direction.
21.03.01 «Oil and Gas Engineering»,
Ukhta State Technical University
barcelona9820@mail.ru

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 analyzes the current state of development of the Visovoye oil field, located on the territory of the Nenets Autonomous District of the Arkhangelsk Region. Brief geological and physical characteristics of the field are given, a description of the current state of development and the history of development are given; the calculation of indicators when using hydrochloric acid treatment in candidate wells is presented. In the course of modeling hydrochloric acid treatment, an increase in production rate for both wells and an increase in productivity were obtained, which positively influenced the oil recovery factor. Based on the simulation results, a comparison was made of the main technological indicators before and after the hydrochloric acid treatment.

Keywords: geological and physical characteristics of the field; field development status; main stages of field development design; characteristics of the current state of field development; analysis of the development of the Visovoye field; calculation of parameters when performing hydrochloric acid treatment; comparison and analysis of modeling indicators.

Геолого-физическая характеристика месторождения

Висовое нефтяное месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области в 250 км Восточнее-Северо-Восточнее административного центра г. Нарьян-Мара – крупного речного и морского порта на Крайнем северо-востоке Европейской части России (рис. 1).

Открыто месторождение в результате поисково-разведочного бурения в 1989 году скважиной № 2п, в которой в отложениях верхнего девона были выявлены залежи нефти в отложениях Фаменского яруса верхнего девона – продуктивные пласты D_3fmIII и D_3fmIV .

Ближайшими населёнными пунктами являются посёлок Хорей-Вер, который находится в 80 км к юго-западу от месторождения, и посёлок Харьяга. Ближайшие крупные населённые пункты с железнодорожным сообщением расположены на территории Республики Коми – это города Усинск (235 км) и Воркута (215 км).

Ближайшими месторождениями с утверждёнными в ГКЗ запасами нефти являются: Лабаганское нефтяное, расположенное в 40 км к северу; Наульское нефтяное – в 55 км к северу; Южно-Торавейское нефтяное – в 75 км к северу; Торавейское нефтяное – в 85 км к северу; Варандейское нефтяное – в 100 км к северо-северо-западу; Северо-Харьягинское нефтяное – в 115 км юго-западнее; Харьягинское нефтяное – в 130 км к юго-западу. Ближайшие к Висовому разрабатываемые месторождения: Западно-Хоседаюское им. Д. Садецкого и Северо-Хоседаюское им. А.Сливки, граничащие с Висовым на западе и юге соответственно. В 30 км и 75 км севернее-северо-западнее Висового расположены крупные нефтяные месторождения имени А. Титова и имени Р. Требса, в 35 км к западу – Тэдинское.

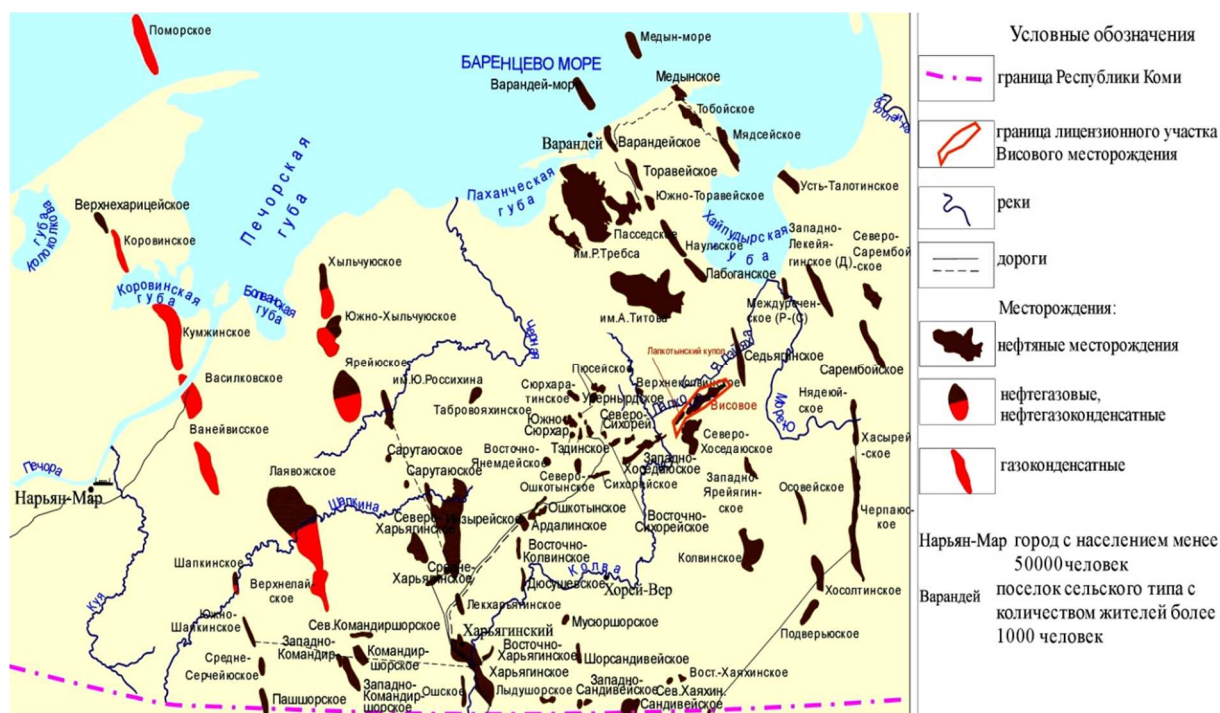


Рисунок 1.1 – Обзорная карта месторождения

В географическом отношении Висовое месторождение приурочено к северо-восточной окраине Восточно-Европейской равнины, в центральной части Большеземельской тундры в Хорейверской впадине и находится за Полярным кругом.

Местность представляет собой типичную для тундры безлесную ландшафтную зону субарктического пояса с характерной мохово-лишайниковой растительностью, низкорослыми травами, карликовыми (до 0,8 м) деревьями, и редкими кустарниками на тундрово-глеевых почвах.

Это слабовсхолмленная моренная равнина (абсолютные отметки от 60 м до 160 м) с пологими увалами и чередованием межрядовых понижений и озёрных (ледникового и термокарстового происхождения) котловин. Мощность многолетнемёрзлые породы (ММП) изменяется в широком диапазоне и достигает 500 м.

Климат района субарктический с избыточным увлажнением, с холодной зимой и коротким прохладным летом. Большая (до 85 %) влажность воздуха в зимнее время вызывает образование изморози, затрудняющей работу средств связи.

Территория характеризуется значительной циклонической активностью. Туманы наблюдаются на протяжении всего года, что объясняется высокой относительной влажностью и низкими температурами воздуха.

На площади развита островная многолетняя мерзлота, глубина которой составляет 250–350 м. На дневной поверхности нередко встречаются термокарстовые проявления, возникающие в результате вытаивания подземного льда. Глубина сезонного оттаивания мерзлоты 0,8–2,5 м.

Стратиграфия

Висовое месторождение расположено в пределах Тимано-Печорской НГП и его разрез типичен для Печорской синеклизы. Осадочный чехол здесь представлен отложениями палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп. Фундамент представлен породами предположительно верхнепротерозойского возраста.

Максимальная вскрытая глубина разреза в пределах Висового лицензионного участка зафиксирована в скважине № 2606 и составляет 3799,0 м (а.о. – 3056,0 м).

Ниже представлено литолого-стратиграфическое описание разреза, выполненное в соответствии со стратиграфическими разбивками, сделанными при интерпретации сейсморазведочных материалов 3D и данных ГИС по всему району Центрально-Хорейвейского поднятия, в пределах которого расположено и Висовое месторождение.

Отложения палеозоя залегают на фундаменте позднепротерозойского возраста, который не вскрыт скважинами и по различным данным расположен в пределах территории работ на глубинах от 5,5 км до 6,5 км. Они представлены породами силурийского, девонского, каменноугольного и пермского возраста.

Непосредственно в пределах Висового месторождения породы нижнего отдела не вскрыты. Предположительно могут быть представлены карбонатами ландоверийского и венлокского ярусов, которые вскрыты на близлежащих месторождениях – Сюрхаратинском, Восточно-Сихорейском, Западно-Хоседаюском. Последнее граничит с Висовым месторождением на западе.

Ландоверийский ярус (S_{1l}) представлен на этих месторождениях нерасчленёнными отложениями джагальского и филиппьельского горизонта в виде переслаивания ангидрито-доломитовых пород и известняков. Известняки серые до тёмно-серых, мелкокристаллические, массивные, участками неясно слоистые за счёт неупорядоченных включений глинистых тёмноокрашенных разностей, плотные, крепкие. Ангидрито-доломитовые породы, серые, тонкокристаллические, массивные участками волнисто-горизонтально-слоистые за счёт слоёв тёмно-серого глинистого материала, плотные, крепкие с единичными стилолитовыми швами. Вскрытая мощность на соседних площадях составляет 15–30 м.

Венлокский ярус (S_{1v}) на указанных выше месторождениях представлен неравномерным чередованием доломитов и известняков. Доломиты серые до светло-серых, со слабым зеленоватым оттенком, мелко-тонкокристаллические, массивные, участками неясно горизонтально-слоистые, плотные, крепкие, с прослоями аргиллитов зеленовато-тёмно-серых, слюдистых, чешуйчатых со стилолитовыми швами. Известняки буровато-серые, тонко-мелкокристаллические, массивные, плотные, крепкие, участками неравномерно доломитизированные, где приобретают светло-серую окраску, с единичными микротрещинами, выполненными белым кальцитом, с редкими малоамплитудными стилолитовыми швами. Мощность отложений во вскрывших горизонт скважинах колеблется от 209 до 213 м.

Отложения верхнего отдела силурийской системы представлены в рассматриваемом районе лудловским (S_{2ld}) и ржидольским ярусами (S_{2p}) в составе гердьюского и гребенского горизонтов соответственно. Регионально отложения существенно сокращаются в западном направлении за счёт предсреднедевонского перерыва седиментации и последующего размыва (до единиц метров). На Висовом месторождении породы также не вскрыты. Ближайшими месторождениями, где вскрывается данный интервал разреза, являются Северо-Хоседаюское месторождение, расположенное южнее и Западно-Хоседаюское, расположенное западнее.

Отложения девонской системы в рассматриваемом районе представлены нижним и верхним отделами. Из разреза выпадают отложения среднего девона. Непосредственно скважинами Висового месторождения вскрыта только верхняя часть девонских отложений.

В пределах Висового месторождения породы данного возраста не вскрыты. Ближайшее месторождение, где вскрыта эта часть разреза – Северо-Хоседаюское. Там они представлены в объёме лоховского яруса (D_{1l}), сложенным тёмно-серыми неравномерно доломитизированными известняками, вторичными доломитами, мергелями, аргиллитами и глинистыми алевролитами. Толщина отложений меняется в диапазоне от 9 м до 41 м. Регионально предполагается сокращение толщин отложений в западном направлении, вплоть до их отсутствия.

Верхнедевонские отложения в составе Франского и Фаменского ярусов несогласно залегают на Нижнедевонских. Из разреза выпадают полностью отложения среднего девона и нижней части верхнего девона (Яранский и Джъерский горизонты).

В объёме франского яруса выделяются три подъяруса: нижний (Тиманский Горизонт), средний (Саргаевский и Доманиковский горизонты) и верхний (Ветласянский, Сирачойский, Евлановский и Ливенский горизонты).

Тиманский и Саргаевский горизонты ($D_3tm + sr$) выделяются совместно, сложены преимущественно терригенными породами: аргиллитами тёмно-серыми, массивными, реже горизонтально-слоистыми, плотными, известковистыми с прослоями алевролитов, мергелей и известняков. Отложения вскрыты только на соседнем Северо-Хоседаюском месторождении скважинами №№ 1п, 30оц и 33п. Толщина их здесь составляет около 20 м в пределах площади, регионально меняясь от 20 м до 90 м с тенденцией к сокращению в западном направлении.

Доманиковский горизонт (D_3dm) представлен двумя типами пород: в нижней части – известняками тёмно-серыми, почти чёрными, глинисто-битуминозными, формирование которых проходило в относительно глубоководных условиях, в верхней части присутствуют прослои более светлых разностей известняков, а также органогенно-детритовые известняки пятнистой расцветки за счёт светлого органогенного детрита, сцементированного чёрным глинистым материалом. Горизонт также не вскрыт в пределах Висового месторождения. По сопредельным площадям толщина отложений горизонта изменяется от 51 м до 69 м.

Ветласянский горизонт (D_3vt) в сводовых частях структур отсутствует, но его наличие не исключается в склоновых и/или подошвенных частях структуры.

Сирачойский, Евлановский и Ливенский горизонты ($D_3src + ev + lv$) в нижней части представлены массивными вторичными доломитами и известняками с причудливыми инкрустациями, характерными для биогермных пород. Доломиты сложены мозаичными кристаллами средней и мелкой размерности, часто с зональным строением, что говорит о полицикличности их образования. Порода неравномерно пориста. Расположение пор и кристаллов разной размерности отражает первичное органогенное строение: реликты водорослевых корочек, пластинчатых строматопорат, амфипор, кораллов. Кроме того, наблюдаются многочисленные вторичные поры и мелкие каверны. Пустоты частично залечены ангидритом и забиты битумом. Возраст этой части разреза по конодонтам датируется как сирачойский.

Для верхней части разреза характерно широкое присутствие известняков водорослевых, строматопорово-водорослевых, кораллово-водорослевых, а также известняков с инкрустациями, развивающимися по скелетам этих организмов. Среди перечисленных пород присутствуют прослои онколито-оолитовых, комковатых детритовых известняков. Все породы перекристаллизованы и доломитизированы вплоть до образования средне-мелкозернистого доломита и в верхней части выщелочены. По всему разрезу развиты как горизонтальные, так и вертикальные стилолитовые швы. По сопоставлению с разрезами соседних площадей известняковую часть разреза можно отнести по возрасту к евлановско-ливенским отложениям.

Рассмотренные вторичные доломиты и известняки образуют биогермный массив, где главными каркасостроителями наряду с водорослями являются строматопороидеи. В тыловой и прикровельной части массивов второстепенную роль играют сферово-сгустковые и узорчатые известняки, образованные благодаря жизнедеятельности водорослей и бактерий, подвергшихся неравномерному известкованию.

На сейсмических материалах зона развития этого биогермного массива франского возраста прослеживается в субмеридиональном направлении через всю Хорейверскую впадину, образуя седиментационную структуру – Центрально-Хорейверское поднятие. В северо-восточной части этого поднятия расположено Висовое месторождение.

Верхнефранские отложения в пределах Висового месторождения не вскрыты. На расположенной южнее Северо-Хоседаюсской площади полная вскрытая толщина отложений верхнефранского подъяруса составляет 305–483 м.

Несогласно залегают на франских отложениях и выделяется на месторождении в составе трёх подъярусов: нижнего (задонский и елецкий горизонты) и нерасчленённого средне-верхнего (Усть-Печорский горизонт, Зеленецкий горизонт и Ньюмылгский

горизонт). В составе нижнего подъяруса отсутствует его нижняя часть – волгоградский горизонт. Согласно интерпретации сейсморазведки 3D, Зеленецкий и Ньюмылгский горизонты, а также верхняя часть Усть-Печорского горизонта эродированы в течение предсредневизейского размыва.

Отложения Задонского и Елецкого горизонтов ($D_{3zd} + e1$) представлены преимущественно карбонатами, накопившимися в мелководно-шельфовых условиях.

В целом для района Центрально-Хорейверского поднятия в нижней части интервала Задонско-Елецких отложений, как правило, отмечается присутствие пачки пород, хорошо выделяющейся по каротажным диаграммам и характеризующейся сильно расчленённой кривой кажущихся сопротивлений и низкими значениями гамма-активности. Литологически она представлена светлыми сильно вторично преобразованными слоистыми известняками, с прослоями массивных. Характерной особенностью пачки является присутствие в ней так называемых «рухляков» – очень пористых, рассыпающихся, мелоподобных, пачкающих руки известняков.

Пачка сложена следующими разновидностями известняков: микро-зернистыми, комковатыми, сгустковыми, сферово-сгустковыми, оолито-выми, онколитовыми, желваковыми, интракластовыми, реже детритовыми, преимущественно водорослевыми. Для этих отложений характерно наличие водорослевых текстур. Водоросли образуют в породе многочисленные корочки, пленки, желваки, клубочки. Нередко водорослевые известняки имеют «войлочное», «губчатое», «ячеистое» строение.

Для пород пачки характерно так же присутствие весьма специфических водорослевых образований – узорчатых известняков, отличительной особенностью которых является наличие в них многочисленных гнёзд причудливой формы с неправильными извилистыми очертаниями (так называемых «фенестр»), заполненных прозрачным кристаллическим кальцитом и имеющих часто послойное расположение.

Все описанные породы являются крайне мелководными, биохемотренными, основой для которых послужили карбонатные илы, продуцируемые водорослями. Мощность пачки с «рухляками» достигает в отдельных разрезах 200 м.

Вверх по разрезу отложения сменяются вторично преобразованными слоистыми известняками, с прослоями массивных (пласты D_{3fmII} и D_{3fmIII}). Известняки микро-зернистые, комковатые, сгустковые, сферово-сгустковые, оолитовые, онколитовые, желваковые, интракластовые, реже детритовые, преимущественно водорослевые.

Регионально в ряде сопредельных участков эти отложения также могут быть представлены известняками серыми и светло-серыми, кристаллическими, массивными, плотными, крепкими, с микротрещинами, заполненными тёмно-серым глинистым материалом, с единичными включениями пирита, отпечатков раковинчатой фауны, с прослоями голубовато- и тёмно-серых аргиллитов, слагающих толщу облекания рифового массива.

Нижнефаменские отложения Центрально-Хорейверской рифовой зоны рассматриваются обычно в качестве толщи облекания позднефранского барьерного рифа. Также существуют точки зрения о том, что они, как и Франские отложения, являются биогермными образованиями, отличаясь от последних видом образований, в частности – строматолитов.

Верхняя часть Задонско-Елецких отложений (пласт D_{3fmIII}) в пределах Висового месторождения нефтенасыщена. На Висовом месторождении пласт D_{3fmIII} вскрыли 48 скважин, из них полностью – только 3: скважина № 14п на Лапкотынском куполе (продуктивная) и скважины №№ 2405 и 2406 на Висовском куполе (водонасыщенные).

Мощность Задонско-Елецких отложений изменяется от 113 до 254 м.

В основании нерасчленённых Усть-Печорского, Зеленецкого и Ньюмылгского горизонтов ($D_{3up} + z1 + nm$), представляющих средне-верхнефаменский подъярус, залегает интервал комковато-сгустковых, детрито-водорослевых известняков, с включениями онколитов и органогенного детрита. Он индексируется как пласт D_{3fmIV} , продуктивный в большинстве месторождений Центрально-Хорейверского поднятия, включая Висовое месторождение. От подстилающих его Задонско-Елецких отложений этот интервал отделяется маломощным (около 3–7 м) пропластком глин (либо глинистых известняков), который хорошо выделяется по данным ГИС.

Необходимо отметить, что по мере продвижения в восточном и юго-восточном направлении упомянутый маркирующий пласт глин становится всё менее прослеживаемым. Так, на Висовом месторождении он приобретает вид тонкого известняково-глинистого пропластка с мощностью в 1–2 м, который не всегда уверенно прослеживается, а южнее, на Северо-Хоседаюсском месторождении, он зачастую полностью сливается с вмещающими породами.

Выше по разрезу выделяются три пачки пород, развитые на всей сопредельной территории.

Нижняя пачка сложена известняками серыми, зеленовато-серыми, разномышными, доломитизированными, слабоглинистыми, пятнистыми, неяснослоистыми, со скоплениями криноидей, с брахиоподами и ходами илоедов.

Средняя пачка характеризуется высокими показателями гамма-активности и представляет собой толщу переслаивания глины зеленовато-серой, аргиллитоподобной, слабоизвестковистой, алевролитистой и известняков неравномерно глинистых с узловой текстурой, содержащих включения гипса, раковины брахиопод, ходы илоедов, корковые водорослевые образования. Эта пачка пород имеет повсеместное распространение на севере Тимано-Печорской провинции, и является хорошим стратиграфическим (Усть-Печорским) репером при корреляции верхнедевонских отложений.

Завершает разрез верхнедевонских отложений пачка пород более чистая по ГК, сложенная известняками коричневатого и зеленовато-серыми, разномышными, неравномерно доломитизированными, прослоями органогенно-детритовыми, с волосными прослоями глинистого материала, с многочисленными стилолитовыми швами. В ней встречаются многочисленные гнезда ангидрита.

Толщина средне-верхнефаменских отложений в пределах месторождения изменяется от 220 до 300 м. Колебания толщин связаны с неравномерным размывом верхней части фаменского яруса во время предсредневизейской региональной эрозии.

Тектоническое строение

В тектоническом отношении Висовое месторождение расположено в пределах центральной части Хорейверской впадины – структуры первого порядка Печорской синеклизы. Впадина граничит на западе с Колвинским мегавалом, на востоке – с Варандей-Адзвинской структурной зоной. К север-северо-востоку впадина продолжается в акваторию Печорского моря, а к юго-востоку ограничена Воркутинским поднятием.

Осадочный чехол Хорейверской впадины имеет мощность, которая по разным оценкам колеблется в диапазоне 4,0–7,5 км. В его разрезе выделяются кембрийско-нижнеордовикский, нижнеордовикско-нижнедевонский, среднедевонско-нижневизейский, средневизейско-нижнетриасовый и среднетриасово-нижнемеловой структурно-формационные этажи, отражающие крупные тектонические перестройки в различные исторические этапы развития региона.

По нижележащим кембрийско-нижнеордовикскому и нижнеордовикско-нижнедевонскому структурно-формационным этажам Хорейверской впадины соответствует Большеземельский свод, унаследовавший структуру фундамента. Характерной особенностью свода является возрастание стратиграфической полноты и мощности отложений нижних структурно-формационных этажей от вершины к его периферийным частям. Причём к вершине свода наблюдается постепенное выпадение из разреза отложений среднего, нижнего девона и значительной части отложений верхнего силура.

По подошве доманика Хорейверская впадина представляет собой пологую структуру с общей тенденцией погружения на северо-запад (от 3200 до 4200 м), в которой выделяется ряд структурных элементов второго порядка, к центральной из них – Колвависовской ступени – приурочена рассматриваемая территория. С север-северо-запада ступень граничит с Садаягинской ступенью, с юга – с Возейским, Усинским валами и Цильегорской депрессией. Восточная часть ограничена валом Сорокина – структурой второго порядка, выделяемой в пределах Варандей-Адзвинской зоны.

По подошве триасовых отложений черты ступенчатого строения Хорейверской впадины нивелируются, приобретая облик пологой моноклинали, осложнённой структурными носами, террасами и малоамплитудными (не более 50 м) локальными поднятиями.

Непосредственно Висовое поднятие выделяется в составе группы биогермных структур девонского возраста, которые образовались на границе двух тектонических элементов – Колвависовской и Садаягинской ступеней.

Тектоническая схема региона представлена на рисунке 2.

По структурным поверхностям район Висового месторождения представляет собой моноклиналиную поверхность, погружающуюся в восток-северо-восточном направлении и осложненную в её центральной части структурным носом. Регионально структура является восточной периклиналью Большеземельского свода, купольная часть которого расположена западнее месторождения. Диапазон глубин залегания ОГ IV в пределах Висового месторождения составляет около 400 м, меняясь от – 4690 м на Лапкотынском куполе до – 5080 м в районе самой восточной скважины № 6р. Угол погружения поверхности равен в среднем 3–5 градуса, достигая 8–10 градусов. На юге от месторождения (в районе Северо-Хоседаюской площади) здесь картируется антиклинальная складка, слегка вытянутой в юго-запад – север-северо-восточном направлении с более пологим северным крылом и более крутым южным. Северо-западная и северо-восточная периклинали этой складки приходятся на район Висового месторождения.

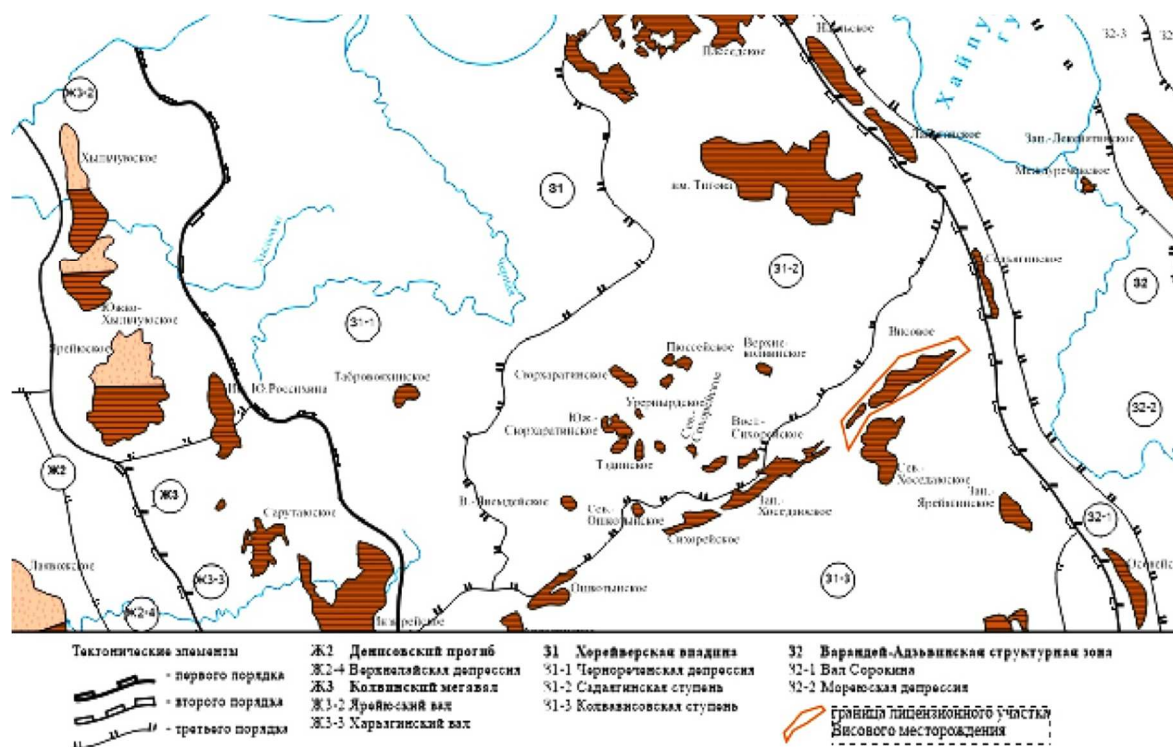


Рисунок 2 – Тектоническая схема Тимано-Печорской НГО

Кровля ОГ III_{f3} идентифицируется с поверхностью крупного биогермного массива, формировавшегося на протяжении позднего франа и который обусловил структурный план вышезалегающих продуктивных горизонтов. Массив имеет линейную форму, ориентированную в юго-западно – северо-восточном направлении и осложнённую более локальными поднятиями. Для всей зоны поднятий характерны более крутые юго-восточные крылья и более пологие северо-западные.

В пределах месторождения выделяется основное поднятие, оконтуренное изогипсой – 3220 м и имеющее размеры 1,5 x 10,0 км, поднятие в районе скважины № 6р, которое по изогипсе – 3260 м имеет размеры 1,5 x 2,5 км и структурный нос в районе Лапкотынского купола, который по рассматриваемому ОГ раскрывается в юго-западном направлении в сторону Западно-Хоседаюского поднятия. По изогипсе – 3220 м его размеры составляют 1,5 x 4,0 км.

Таким образом, по кровле пласта D₃fmIV в пределах месторождения картируются две основных морфологических единицы – это поднятие на юго-западе лицензион-

ного участка и основное поднятие. Первое (Лапкотынский купол) оконтуривается изогипсой – 3010 м и имеет размеры 2,0 x 3,0 км при амплитуде около 50 м. Наклоны крыльев здесь по-прежнему различаются – от 1–2 градусов на северо-западе до 10–15 градусов на юго-востоке. В отдельных случаях достигают 20 градусов.

Основное поднятие оконтуривается изогипсой – 3020 м и имеет размеры 3,5 x 18,0 км при амплитуде около 70 м. Углы крыльев структуры аналогичны Лапкотынскому поднятию – от 1–2 градусов на северо-западе до 10–15 градусов на юго-востоке.

В интервале отражающих горизонтов ОГ III_{f3} – ОГ III_{up} при интерпретации сейсмических материалов 3D был выделен ряд малоамплитудных дизъюнктивных нарушений. Они могут быть связаны как с процессами гравитационного проседания (уплотнения) пород различной плотности при переходе от рифогенных карбонатов к терригенно-карбонатным породам предрифовых зон, так и со сбросо-сдвиговыми движениями, происходившими в раннекеммерийском и альпийском этапах тектонической активности.

Несмотря на то, что при интерпретации материалов 3D сейморазведки нарушения были выделены, и существует косвенная геолого-промысловая информация, не исключающая развитие дизъюнктивных нарушений в регионе Центрально-Хорейверского поднятия, на дату выполнения подсчёта запасов Висового месторождения не имеется убедительных оснований рассматривать выделенные нарушения в качестве тектонических экранов. Все наблюдаемые области, которые можно рассматривать в качестве отдельных тектонических блоков, имеют одинаковый уровень ВНК. Также следует отметить наличие нефтенасыщенных коллекторов юго-восточнее от предполагаемого регионального нарушения, в районе скважины № 7р.

Нефтегазоносность

Висовое месторождение расположено в пределах Коллависовского нефтегазозносного района (НГР), входящего в состав Хорейверской нефтегазозносной области (НГО) Тимано-Печорской нефтегазозносной провинции, и приурочено к Центрально-Хорейверской зоне рифогенных построек. Помимо Висового, к этой зоне приурочен ряд других месторождений: Западно-Хоседаюское, Северо-Хоседаюское и др.

Исходя из литолого-стратиграфической схемы палеозойских отложений рассматриваемой НГО, в разрезе Висового месторождения нефтяные залежи выделены в фаменских отложениях верхнего девона – пластах D₃fmIII и D₃fmIV. Нефтеносность залежей установлена по данным опробований, ГИС и керна. Покрышкой для продуктивной толщи служат плотные глинисто-карбонатные отложения средне-позднефаменского возраста, представленные известняками глинистыми, пятнисто-доломитизированными, с тонкими прослоями доломитов и аргиллитов.

Характеристика залежей месторождения приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика залежей

Пласт	Купол	залежь в районе скважины	Тип залежи	Размеры залежи		Площадь залежи, тыс. м ²	Абсолютная отметка / глубина залегания кровли (интервал изменения) по скважинам залежи, м	Абсолютная отметка ВНК (интервал изменения), м	высота, м
				длина, км	ширина, км				
D ₃ fmIV	Лапкотынский	14п	пластовая	3,3	1,4	3548	-2939,7-3003,4/ 3076,1-3141,3	-3003,4 (условно)	60
	Висовский	2п	пластовая	18,2	3,9	38176	-2959,1-3070,7/ 3092,6-3218,6	-3046,2-3051,8 среднее -3049±2,8	94
D ₃ fmIII	Лапкотынский	14п	пластово-массивная	1,0	0,8	226	-2973,9-3004,0/ 3110,29-3141,4	-2997,4	26
	Висовский	бр	пластово-массивная	3,8	1,2	2660	-3033,4-3075,4/ 3189,6-3237,5	-3054-3059	32
		2п	пластово-массивная	7,4	1,3	5750	-2999,4-3071,8/ 2126,0-3206,1	-3032-3039	37

В пласте D_3fmIV выделены две залежи нефти, приуроченные к Висовскому и Лапкотынскому куполам.

Диапазон изменения ВНК составляет – 3046,2–3051,8 м и принят на средней а.о. – 3049 ± 2,8 м.

Структурный план залежи осложнён тектоническими нарушениями (экранирующие свойства выделенных нарушений на сегодняшний день не доказаны). Из 53 скважин, пробуренных в пределах залежи, до ВНК добурены 49, до подошвы пласта – 45.

Общая толщина пласта по скважинам, вскрывшим подошву пласта, изменяется от 39,0 м до 51,7 м, среднее значение 45,2 м. Эффективная толщина изменяется от 3,5 м до 18,1 м (в среднем 10,0 м). Доля коллектора в общем объёме пласта составила 0,079-0,390 (в среднем 0,222); расчленённость изменяется от 3 до 13.

Залежь пластово-сводовая, имеет неправильную форму, вытянутую с юго-запада на северо-восток. Длина залежи составляет 18,2 км, ширина изменяется от 0,5 км в крайней северо-восточной части до 3,9 км в центре. Максимальная высота залежи – 94 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по данным ГИС изменяются от 3,5 м в скважине № 2703-бс до 18,1 м в скважине № 2503, среднее значение – 9,5 м.

На Лапкотынском куполе залежь вскрыта двумя скважинами №№ 14п и 22п.

Общая толщина пласта по скважинам составляет 39,2 м и 43,5 м, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина – 9,0 м и 9,3 м. Доля коллектора в общем объёме пласта составила 0,214 и 0,230; расчленённость 6 и 8.

Залежь пластово-сводовая, имеет неправильную условно овальную форму, вытянутую с юго-запада на северо-восток. Длина залежи составляет 3,3 км, ширина изменяется от 1,1 км до 1,4 км. Максимальная высота залежи – 60 м.

В пласте D_3fmIII выделено три залежи нефти – одна на Лапкотынском куполе и две на Висовском.

Основные этапы проектирования разработки месторождения

Висовое месторождение было открыто в 1989 году, с вводом в пробную эксплуатацию в 2009 году. Объектом разработки на месторождении является залежь нефти пластов $D_3fm-III$ и D_3fm-IV Висового купола, а также пласт $D_3fm-III+IV$ Лапкотынского купола.

История проектирования разработки Висового месторождения включает два проектных документа.

«Проект пробной эксплуатации Висового месторождения», выполненный ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» в 2009 году, среди основных проектных решений которого были:

– выделение двух эксплуатационных объектов – $D_3fm-III$ и D_3fm-IV Висовского купола;

– разработка залежей на естественном режиме;

– общий фонд скважин – 18 добывающих, из них одна горизонтальная;

– фонд скважин для бурения – 14, из них одна ГС;

– бурение одной разведочной скважины.

– обеспечить выполнение программы исследовательских работ (в том числе доразведки) с обязательным определением коэффициента вытеснения нефти и ОФП, изучением физико-химических свойств пластовых флюидов.

В 2013 ОАО «ВНИИнефть» была составлена «Технологическая схема разработки Висового месторождения», являющаяся в настоящее время действующим проектным документом.

Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Действующим проектно-технологическим документом предусматриваются следующие проектные решения и технологические показатели:

– на месторождении выделено 3 объекта эксплуатации: пласт $D_3fm-III$ Висового купола, пласт D_3fm-IV Висового купола и пласт $D_3fm-III + IV$ Лапкотынского купола;

– общий фонд скважин – 57 ед., из них:

– 50 добывающих;

– 3 нагнетательные;

– 4 ликвидированные;

- фонд для бурения – 25 скважин, включая 22 добывающих и 3 нагнетательные;
- бурение боковых стволов – 33 скв/опер.;
- наколенная добыча нефти 10045 тыс. тонн;
- КИН – 0,344;
- $K_{\text{охв}}$ – 0,709;
- ПСС – 87 га;
- предусмотрен дополнительный перевод в нагнетательный фонд 7 скважин из числа выбывших добывающих;
- форсированный отбор жидкости за счёт ГТМ с 2041 года с целью сокращения срока разработки месторождения на 25 лет.

По состоянию на 01.01.2016 г. на месторождении пробурено 56 скважин, из них 49 – эксплуатационных (46 – добывающих и 3 – нагнетательных), 3 – ликвидированных, 4 – контрольных.

В действующем добывающем фонде на 01.01.2016 г. находится 41 скважина, в бездействии находятся 5 скважин:

- скважина № 2109 (в бездействии (ожидание ЗБС) с 26.03.2014 г., обводнённость скважины на момент отключения составляла 87 %, дебит нефти – 5,9 тонн/сут.);
- скважина № 2201 (остановлена в конце ноября 2014 года на РИР (25 м³/сут. дебит жидкости на момент отключения), обводнённость – 85 %);
- скважина № 2209 (ЗБС, высокая обводнённость – 96 %);
- скважина № 2508 (нет подачи, дебит нефти – 11,1 тонн/сут., обводнённость – 38,2 %, ОПРС);
- скважина № 14П (остановка 25 октября 2015 года на РИР, обводнённость – 38,6 %, дебит нефти – 28,1 тонн/сут., ОПРС).

Эксплуатация действующих скважин осуществляется механизированным способом (ЭЦН).

По состоянию на 01.01.2016 г. в нагнетательном действующем фонде числятся 3 скважины (№№ 2507, 2601 и 2604), из них одна (скважина № 2507) с августа 2015 года переведена из добывающего фонда. Контрольный фонд состоит из 4 скважин, в том числе 1 наблюдательной (скважина № 2208) и 3 пьезометрических (скважины №№ 2204, 2705 и 2706).

В таблице 2 и на рисунке 3 представлено распределение действующего добывающего фонда по дебитам нефти и обводнённости.

Таблица 2 – Распределение фонда по дебитам нефти и обводнённости по состоянию на 01.01.2016 г.

Обводнённость, %	Дебит нефти, тонн/сут.					Итого, шт.
	0–20	20–40	40–60	60–80	80–100	
0–20		2	2			4
20–40		4	3	1		8
40–60		8				8
60–80	10	2	1			13
80–100	4	4				8
Итого, шт.	14	20	6	1		41

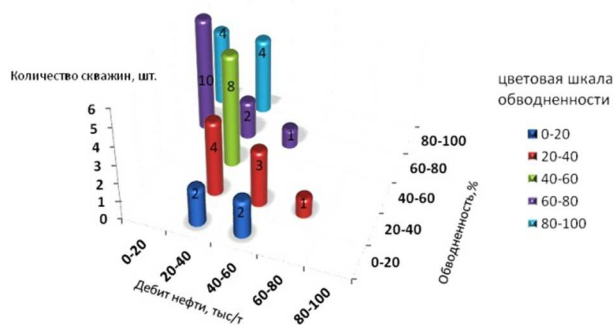


Рисунок 3 – Распределение фонда по дебитам нефти и обводнённости по состоянию на 01.01.2016 г.

Основная часть фонда скважин – 26,8 % работают с дебитом жидкости 40–60 тонн/сут., 3 скважины с дебитами от 150–200 тонн/сут. (7,3 %) и 1 скважина с дебитом свыше 200 тонн/сут. (скважина № 2603). Обводнённость скважины при этом составляет 93,6 %, а дебит нефти при этом составляет 15,8 тонн/сут.

Анализ разработки Висового месторождения

Анализ разработки выполнен на основе расчёта показателей ГТМ в рамках определения объёма потребного количества для выполнения СКО на скважине, так как применение данного метода хорошо сочетается с геолого-физическими и эксплуатационными параметрами месторождения.

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 или стабильность дебита год к году, что можно объяснить изменением скин-фактора. Для вовлечения недренируемых пропластков и участков нефтесодержащей породы отлично подойдёт СКО.

Методика выполнена и представлена по локальным правовым документам компании ООО СК «РУСВЬЕТПЕТРО» на месторождении Висовое.

Расчёт параметров при проведении СКО

Необходимо рассчитать следующие технологические параметры и показатели:

- общий объём раствора, м³;
- объём воды, м³;
- объём концентрированной соляной кислоты, м³;
- объём концентрированной уксусной кислоты, м³;
- объём хлористого бария, м³;
- объём бланкета (хлористого кальция), м³;
- объём ингибитора коррозии, м³;
- объём интенсификатора (Марвелан-К), м³;
- коэффициент продуктивности до и после проведения мероприятия;
- дебит скважины до и после мероприятия, м³/сут.

Проектирование солянокислотной обработки сводится к выбору концентрации кислотного раствора, устанавливаемого экспериментально, а также к расчёту необходимого количества товарной кислоты и химических реагентов. Норма расхода кислотного раствора составляет 1,0–1,2 м³ на один метр обрабатываемой толщины пласта. Порядок расчёта представлен ниже.

1. Определяем общий объём соляно кислотного раствора, м³:

$$Q = V \cdot h \quad (1)$$

где V – средняя норма расхода соляной кислоты на 1 м интервала обработки, принимаемая равной 1,2, м³; h – вскрытая эффективная мощность пласта, м.

2. Количество концентрированной соляной кислоты для приготовления солянокислотного раствора, м³:

$$Q_x = \frac{Q \cdot x \cdot (5,09 \cdot x + 999)}{z \cdot (5,09 \cdot z + 999)} \quad (2)$$

где z – концентрация товарной кислоты, %;
 x – концентрация солянокислотного раствора, %.

3. В качестве стабилизатора против выпадения из солянокислотного раствора содержащихся в нём солей железа добавляется уксусная кислота, количество которой вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{ук}} = \frac{b \cdot Q}{c_{\text{ук}}} \quad (3)$$

где $c_{\text{ук}}$ – концентрация уксусной кислоты, %;
 b – процент добавки уксусной кислоты к объёму раствора, доли ед.

4. Процент добавки определяется по формуле:

$$b = f + 0,8 \quad (4)$$

где f – содержание в соляной кислоте солей железа, %.

В товарной соляной кислоте второго сорта содержится примесь серной кислоты – параметр a , которая после её реакции с углекислым кальцием образует гипс в ходе реакции, закупоривая поры пласта.

5. Определение количества хлористого бария в соляной кислоте, m^3 :

$$Q_{xб} = \frac{21,3 \cdot Q \cdot \frac{a \cdot x}{z} - 0,02}{\rho_{xб}}, \quad (5)$$

где 21,3 – масса хлористого бария, необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты, кг; a – объёмная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %; x – концентрация солянокислотного раствора, %; z – концентрация товарной соляной кислоты, %; 0,02 – допустимая объёмная доля серной кислоты в растворе, когда после реакции её с породами соли не выпадают в осадок.

Плотность хлористого бария 4000 кг/м^3 .

6. Необходимый объём ингибитора определяется по формуле:

$$Q_H = \frac{b_H \cdot Q}{c_H} \quad (6)$$

где c_H – объёмная доля товарного ингибитора, %;
 b_H – норма добавки ингибитора, %.

7. Принимая в качестве интенсификатора для понижения поверхностного натяжения ПАВ Марвелан-К, его необходимый объём найдём по формуле:

$$Q_{инт} = \frac{b_{инт} \cdot Q}{c_{инт}} \quad (7)$$

где $b_{инт}$ – норма добавки интенсификатора, %.

8. Объём закачиваемого blankets определяется по формуле:

$$Q_{бл} = 0,785 \cdot D^2 \cdot H \quad (8)$$

где H – глубина зумпфа, м; D – внутренний диаметр скважины, м.

9. Суммарный объём всех добавок:

$$\sum Q = Q_{ук} + Q_{инт} + Q_{бл} + Q_H + Q_{xб} \quad (9)$$

Далее все посчитанные показатели сводятся в таблицу.

Эффективность проведённого мероприятия оценивается по формулам (10) и (11), определяя дебит и коэффициент продуктивности до и после солянокислотной обработки соответственно.

Дебит определяется по формуле Дюпюи:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu_H \cdot B_0} \cdot \frac{\Delta P}{\ln \left(\frac{r_{др}}{r_{скв}} \right) + Skin} \quad (10)$$

где k – проницаемость пласта, м Дарси; h – вскрытая эффективная толщина пласта, м; μ – вязкость нефти, сПз; ΔP – перепад давления, атм.; $r_{др}$ – радиус дренирования, см; $r_{скв}$ – радиус скважины, см; $Skin$ – скин-фактор.

Коэффициент продуктивности определяется по формуле:

$$K = \frac{q}{\Delta P} \quad (11)$$

где q – дебит скважины, м³/сут.; ΔP – перепад давления, атм.

Сравнение и анализ показателей моделирования

Исходные данные представлены в таблице 3. Визуализации результатов приведены на рисунках 4 и 5.

Таблица 3 – Исходные данные

Показатель	Скважина	
	№ 3006	№ 3008
Давление контурное $P_{кон}$, атм.	135	147
Давление забойное $P_{заб}$, атм.	117	123
Проницаемость k , Дарси	0,45	0,49
Скин-фактор S	4,5	6
Радиус скважины $r_{скв}$, см	6,6	6,6
Радиус дренирования $r_{др}$, см	18000	18000
Коэффициент пластового объема нефти b	1,025	1,025
Вязкость нефти μ_n , сПз	3,5	3,8
Эффективная мощность пласта h , м	7,5	8,2
Зумпф H , м	10,5	12
Внутренний диаметр скважины D , м	0,132	0,132
Концентрация солянокислотного раствора x , %	10,5	10,5
Исходная концентрация товарной соляной кислоты z , %	26,5	26,5
Норма расхода соляной кислоты V , м ³	1,2	1,2
Объемная доля расхода серной кислоты в товарной продукции a , %	0,6	0,6
Плотность хлористого бария $\rho_{хб}$, кг/м ³	4000	4000
Масса хлористого бария $m_{хб}$, кг	21,3	21,3
Допустимая объемная доля серной кислоты в растворе	0,02	0,02
Норма добавки ингибитора b , %	0,2	0,2
Норма добавки интенсификатора $b_{инт}$, %	0,3	0,3
Исходная концентрация уксусной кислоты $c_{ук}$, %	56	56
Дебит скважины q , м ³ /сут.	8,56	10,19
Коэффициент продуктивности K	0,47	0,42

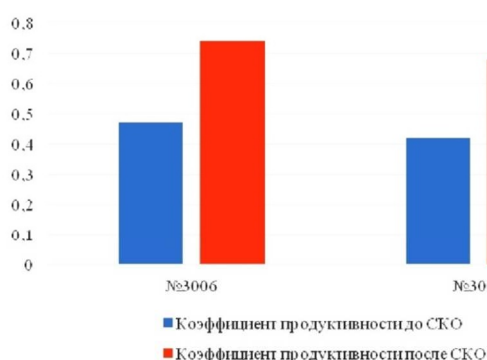


Рисунок 4 – Динамика изменения коэффициента продуктивности

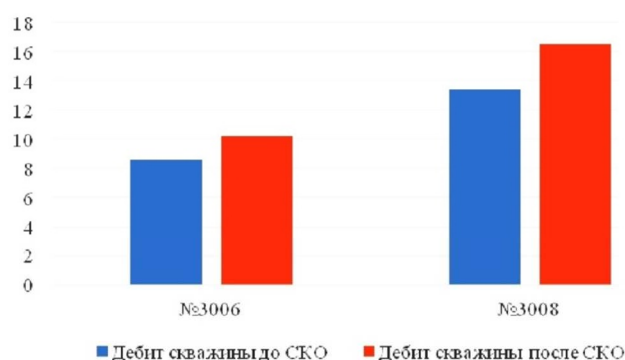


Рисунок 5 – Динамика изменения дебитов скважин до и после проведения солянокислотной обработки

После проведения солянокислотной обработки на скважинах №№ 3006 и 3008 было выявлено увеличение дебита и коэффициента продуктивности в обоих случаях, они составили соответственно 13,44 м³/сут. с коэффициентом продуктивности 0,74 и 16,5 м³/сут. с коэффициентом продуктивности 0,68. Таким образом, после проведения СКО коэффициент продуктивности скважины в обоих случаях увеличился примерно в 1,5 раза, что связано с уменьшением показателя скин-фактора и увеличением дебита.

Литература

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1–2.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1–4.
3. 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.
4. 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.
5. Варламов П.С. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
6. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
7. Ладенко А.А. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 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. Ананченко М.А., Савенок О.В. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Северо-Лабатьюганского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 4. – С. 39–56.
13. 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.
14. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 30–38.
15. Витязев Я.Д., Савенок О.В. Геолого-промысловая характеристика и анализ текущего состояния разработки Долгинского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 39–50.
16. Горщарук А.П., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 91–108.
17. Долингер А.А., Савенок О.В. Анализ эффективности проведения ГТМ механическими методами на Хурьинском месторождении // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 151–162.
18. Дроздов А.А., Савенок О.В. Анализ результатов солянокислотных обработок призабойной зоны пласта на добывающих скважинах Салюкинского месторождения // Прикладные вопросы точных наук: материалы V Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и преподавателей (30–31 октября 2021 года, г. Армавир). – Армавир : Армавирский механико-технологический институт, 2021. – С. 129–133.
19. Кязимов Ф.К. оглы, Рзаева С.Д. кызы, Тулешева Г.Д. Экспериментальные исследования кислотного воздействия на неоднородные пласты // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 210–215.
20. Нешков А.И., Савенок О.В. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 2. – С. 172–185.
21. Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 10. – С. 10–12.
22. Радзиевский Г.А., Савенок О.В. Анализ результатов проведения очистки призабойной зоны солянокислотным раствором на добывающих скважинах Хасырейского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 1. – С. 292–305.

23. Рябинкина Н.Н., Валяева О.В. Геология и геохимия нефтей Лабаганского нефтяного месторождения (Тимано-Печорская провинция) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 4. – С. 1–15.
24. Рясный А.Г., Савенок О.В. Анализ текущего состояния и контроль за разработкой Находкинского месторождения // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 225–233.
25. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 3 (6). – С. 97–120.
26. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
27. Таскулов Б.М.У., Дорфман М.Б. Анализ эффективности применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Лабаганском месторождении // Наукосфера. – 2021. – № 2–2. – С. 87–91.
28. Туфанова О.П. Выбор метода увеличения нефтеотдачи для условий Тэдинского месторождения // Ломоносовские научные чтения студентов, аспирантов и молодых учёных – 2019: сборник материалов конференции: в 2 томах. (26 апреля 2019 года, г. Архангельск). – Архангельск : ФГАОУ ВО «Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова», 2019. – С. 486–491.
29. Хакимова А.С. Нефтегазоносность Хорейверской впадины // Инновационное развитие. – 2017. – № 11 (16). – С. 40–41.
30. Свалов А.М., Григулецкий В.Г. Патент РФ № 2579039. Способ разработки низкопроницаемых нефтегазовых пластов. Дата подачи заявки: 24.04.2015. Дата публикации патента: 27.03.2016. Патентообладатели : Свалов А.М., Григулецкий В.Г.

References

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal: in 2 volumes: a training manual. – Krasnodar : LLC «Publishing House – Yug», 2011. – VOL. 1–2.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. The practical course on the discipline of «Oil and Gas Wells Completion»: in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : LLC «Publishing House – Yug», 2013–2014. – VOL. 1–4.
3. Bulatov A.I. Capital underground repair of oil and gas wells : in 4 volumes / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : ООО «Publishing House – Yug», 2012–2015. – VOL. 1–4.
4. Bulatov A.I. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremychuk. – Krasnodar : LLC «Publishing House – Yug», 2016. – 576 p.
5. Varlamov P.S. Plast-testing equipment for hydrodynamic studies of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
6. Ladenko A.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : infra-engineering, 2020. – 244 p.
7. Ladenko A.A. Geophysical studies of wells in oil and gas fields / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M.: infra-engineering, 2021. – 260 p.
8. Savenok O.V. Oil and gas engineering in 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 : Izd. 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 of oil field development: manual: in 2 parts. – Ukhta : Publishing House of Ukhta State Technical University, 2021.
12. Ananchenko M.A., Savenok O.V. Analysis of the current state and prospects for development of the Severo-Labatyuganskoye oil field // Science. Technology. Tekhnologii (Polytechnicheskij Vestnik). – 2020. – № 4. – P. 39–56.
13. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling in terms of establishing the conditions of the onset of the mining complication factors // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskij Vestnik). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
14. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of hydrochloric acid treatment of wells in the Sredne-Makarikhinskoye field // Bulatovkie readings. – 2017. – VOL. 2. – P. 30–38.
15. Vityazev Ya.D., Savenok O.V. Geological and field characteristics and analysis of the current state of development of the Dolginskoye oil field // Bulatov readings. – 2021. – VOL. 1. – P. 39–50.
16. Gorshcharuk A.P., Savenok O.V. Analysis of hydrochloric acid treatment of wells Voschno-Sotchemyu-Talyuyskoye field // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskij Vestnik). – 2021. – № 3. – P. 91–108.

17. Dolinger A.A., Savenok O.V. Analysis of effectiveness of hydraulic fracturing by mechanical methods at Kharyaginskoye field // Bulatov readings. – 2021. – VOL. 1. – P. 151–162.
18. Drozdov A.A., Savenok O.V. Analysis of the results of hydrochloride acid treatments of bottom-hole formation zone in the producing wells of the Salyukinskoye field // Applied Voprosy of exact sciences: Proceedings of the V International Scientific-Practical Conference of students, graduate students and teachers (October 30–31, 2021, Armavir). – Armavir : Armavir Mechanical and Technological Institute, 2021. – P. 129–133.
19. Kyazimov F.K. ogli, Rzayeva S.D. kyzy, Tulesheva G.D. Experimental studies of acid impact on heterogeneous formations // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 h. – Part 1. – P. 210–215.
20. Neshkov A.I., Savenok O.V. Analysis of hydrochloric acid treatment of wells in the North-Khosedayuskoye oil field // Nauka. Appliances. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2021. – № 2. – P. 172–185.
21. Nikitin B.A., Griguletsky V.G. Stationary oil inflow to a single horizontal well in an anisotropic reservoir // Oil Economy. – 1992. – № 10. – P. 10–12.
22. Radzievsky G.A., Savenok O.V. Analysis of the results of cleaning of the bottomhole zone by hydrochloric acid solution in the producing wells of the Khasyreiskoye field // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2021. – № 1. – P. 292–305.
23. Ryabinkina N.N., Valyaeva O.V. Geology and geochemistry of oils of Labagan oil field (Timan-Pechora province) // Neftegazovaya geologiya. Theory and practice. – 2018. – VOL. 13. – № 4. – P. 1–15.
24. Ryasny A.G., Savenok O.V. Analysis of the current state and control over the development of the Nakhodka field // Bulatov readings. – 2021. – VOL. 1. – P. 225–233.
25. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery and ways to increase it // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 3 (6). – P. 97–120.
26. Solovjeva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // Territory NEFTEGAZ. – 2012. – No. 2 (February). – P. 62–69.
27. Taskulov B., Dorfman M. B. Analysis of the effectiveness of physical and chemical methods to increase oil recovery in the Labagan field // Naukosphere. – 2021. – № 2–2. – P. 87–91.
28. Tufanova O.P. Choice of oil recovery enhancement method for conditions of Tedinskoye field // Lomonosov scientific readings of students, graduate students and young scientists – 2019: collection of conference materials: in 2 volumes. (April 26, 2019, Arkhangelsk). – Arkhangelsk : Lomonosov Northern (Arctic) Federal University, 2019. – P. 486–491.
29. Khakimova A.S. Oil and gas bearing capacity of Khoreyver depression // Innovative Development. – 2017. – № 11 (16). – P. 40–41.
30. Svalov A.M., Griguletsky V.G. Patent of the Russian Federation № 2579039. Method of development of low-permeable oil-and-gas reservoirs. Date of application: April 24, 2015. Date of publication of the patent: March 27, 2016. Patent holders: Svalov A.M., Griguletsky V.G.