

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Учреждение образования «Гомельский государственный технический  
университет имени П.О.Сухого»

Кафедра: «Нефтегазозаготовка и гидропневмоавтоматика»

Курсовая работа

по дисциплине «Геологические основы нефтяных и газовых месторождений»

Тема:

«Геологическое строение Мармовичского месторождения и построение  
разрезов»

Выполнил студент  
НР- 31:

Яковенко Валерия Романовна группы

---

(подпись)

Проверил преподаватель:

Порошина Светлана Леонидовна

---

(подпись)

Гомель, 2021

## Содержание

Введение .....	4
1. Общие сведения о Мармовичском месторождении .....	5
2. Краткая характеристика стратиграфии и литологии .....	8
3. Тектоническое строение Мармовичского месторождения .....	12
4. Нефтеносность .....	19
5. Гидродинамическая характеристика .....	23
6. Анализ текущего состояния разработки V блока елецко-задонской залежи нефти Мармовичского месторождения .....	27
Заключение .....	33
Список используемой литературы .....	34
Приложение	

## Введение

Тема курсовой работы – «Геологическое строение Мармовичского месторождения и построение разрезов».

Цель курсовой работы заключается в том, чтобы научиться правильно собирать и комплектовать геологический материал, выполнять графическое построение, научиться читать геологические карты и разрезы, строить геологический профиль по структурной или геологической карте.

Мармовичское месторождение приурочено к центральной части Речицко-Вишанской ступени Северной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба и расположено на территории Светлогорского района Гомельской области Республики Беларусь.

Месторождение открыто в 1971 году трестом «Белнефтегазразведка». Первооткрывательницей месторождения является скважина 9012 (елецко-задонская залежь II блока). В скважине 9012 при опробовании в колонне елецко-задонских отложений в феврале 1971 года получен промышленный приток нефти, равный 9,6 м<sup>3</sup>/сут. Авторами подсчета запасов нефти по состоянию на 01.05.1975 г. первооткрывательницей месторождения считалась скважина 1

Мармовичская, пробуренная в пределах территории I блока, что вероятно, связано с ее целевым назначением. В этой скважине в октябре 1972 года при испытании в открытом стволе елецко-задонских отложений получены промышленные притоки нефти дебитами 34-215 м<sup>3</sup>/сут. Впоследствии, в результате дальнейшего разбуривания Мармовичской площади, были открыты залежи нефти в елецко-задонских отложениях IV блока (скважина 8, 01.1974 г.), V блока (скважина 9003, 12.1974 г.); в подсолевых отложениях - воронежская (скважина 5, 09.1973 г.), семилукская (скважина 9001, 09.1974 г.) и саргаевская (скважина 9002, 08.1975 г.) залежи нефти.

На Мармовичском месторождении нефтеносные пласты-коллекторы, выявленные при проведении геолого-геофизических исследований, приурочены к отложениям саргаевского, семилукского, воронежского, задонского и елецкого горизонтов.

## 1. Общие сведения о Мармовичском месторождении

В административном отношении Мармовичское месторождение находится в Светлогорском районе Гомельской области Республики Беларусь.

Непосредственно на территории месторождения находятся деревни Пружинищи, Виша, Полесье, Вьюнищи, Мыслов Рог, Меховщина, Мармовичи. Ближайшие промышленные центры – города Светлогорск, Калинковичи, Речица.

Ближайшей транспортной магистралью является железная дорога Жлобин-Калинковичи с железнодорожными станциями Калинковичи, Осташковичи, Светлогорск.

Важной шоссейной дорогой является трасса Мозырь-Бобруйск, проходящая западнее от места работ. Имеется сеть грунтовых проселочных дорог, труднопроходимых во время осенне-весенней распутицы и дождей. Эксплуатационная линия нефтепровода “Дружба” (Осташковичи - Виша) проходит в непосредственной близости от скважины 9028 Ново-Давыдовской (II блок Мармовичской площади)[1].

Ближайшие нефтяные месторождения: на западе – Вишанское, на востоке – Давыдовское, на севере Ново-Давыдовское и Полесское, находящиеся в эксплуатации.

В орографическом отношении рассматриваемый район находится в юго-восточной части Припятского Полесья, представляющего собой заболоченную, залесенную равнину, с хорошо развитой речной сетью. Заболоченность составляет около 20%. Рельеф расчленен слабо, абсолютные отметки поверхности земли над уровнем моря колеблются в пределах от +138 м до +147 м. Непосредственно по территории месторождения протекают реки Виша, Ипа и Висла. Имеется сеть мелиоративных каналов и небольших водоемов, которые мелеют и пересыхают в летний период.

Климат района умеренно-континентальный, влажный. Лето теплое, зима мягкая, с небольшим количеством снега. Средняя температура января составляет -5—-6 °С, июня – +18 °С; среднегодовая температура воздуха +7 °С. Среднегодовое количество осадков находится в пределах 550-650 мм, причем наибольшее их количество выпадает в летнее время, в июле-августе, а минимум – в январе и феврале.

Продолжительность отопительного сезона – с 15 октября по 15 апреля. Глубина промерзания грунта – 0,8-0,9 м. Господствующие направления ветров в холодный период года – западные и северо-западные; летом - чаще юго-восточные. Ветры в основном не сильные и редко достигают скорости 10-15 м/с.

Энергоснабжение района в целом производится от Василевичской ГРЭС, закольцованной в общую энергосистему Республики Беларусь. Топливной базой ГРЭС служит попутный газ Осташковичского и Речицкого нефтяных месторождений.

Из других полезных ископаемых в районе работ имеются строительные пески, глины и торф.

В экономическом отношении район преимущественно сельскохозяйственный. Развито земледелие и животноводство. Промышленные предприятия сосредоточены в городах Гомеле, Мозыре, Речице, Светлогорске, наиболее близко расположенных к району работ.

Сбор и транспортировка нефтепродуктов осуществляется по герметизированной системе через узел подготовки нефти на Новополоцкий нефтеперерабатывающий завод и сдается в нефтепровод “Дружба”. Попутный газ утилизируется на Белорусском газоперерабатывающем заводе в городе Речице.

Мармовичская структура, расположенная между Вишанской и Давыдовской структурами, выявлена по данным сейсморазведки (МОВ и КМПВ 1966-1967 гг.).

В последствии ее нефтеносность была подтверждена данными глубокого поисково-разведочного бурения скважин, которое проводилось в соответствии с проектами. Единый проект на бурение глубоких скважин не составлялся. Каждый участок разбуривался самостоятельно в зависимости от текущей изученности и нефтеперспективности. Заложение новых скважин, чаще всего одиночных, производилось по мере поступления информации и корректировки представлений о геологическом строении.

В 1971 г. на Мармовичской площади из елецко-задонских отложений получены первые притоки нефти в скважинах 9008 и 9012 (II блок). Первооткрывательницей елецко-задонской залежи II блока является скважина 9012, в которой при опробовании в колонне елецко-задонских отложений в феврале 1971 г. получен промышленный приток нефти, равный  $9,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

В октябре 1972 г. в скважине 1, пробуренной на I блоке, при испытании в открытом стволе из елецко-задонских отложений получены промышленные притоки нефти дебитами  $34\text{--}215 \text{ м}^3/\text{сут}$ , что послужило основанием для продолжения поисково-разведочных работ в западной части Мармовичского месторождения.

В июне 1973 г. НГДУ “Речицанефть” начало опытную эксплуатацию елецко-задонской залежи скважиной 1.

В сентябре 1973 г. первооткрывательницей воронежской залежи нефти явилась скважина 5, которая введена в пробную эксплуатацию в 1974 г.

В январе 1974 г. в скважине 8, расположенной на IV блоке, из елецко-задонских отложений получен промышленный приток нефти дебитом  $9 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

В сентябре 1974 г. скважиной 9001 открыта семилукская залежь нефти: при опробовании в эксплуатационной колонне семилукских отложений получен промышленный приток нефти дебитом  $197 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

В декабре 1974 г. в скважине 9003, пробуренной на V блоке месторождения, из елецких отложений получен промышленный приток нефти.

Саргаевская залежь открыта в августе 1975 г. скважиной 9002, в которой при опробовании в колонне отложений саргаевского горизонта получен промышленный приток нефти, равный  $70 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

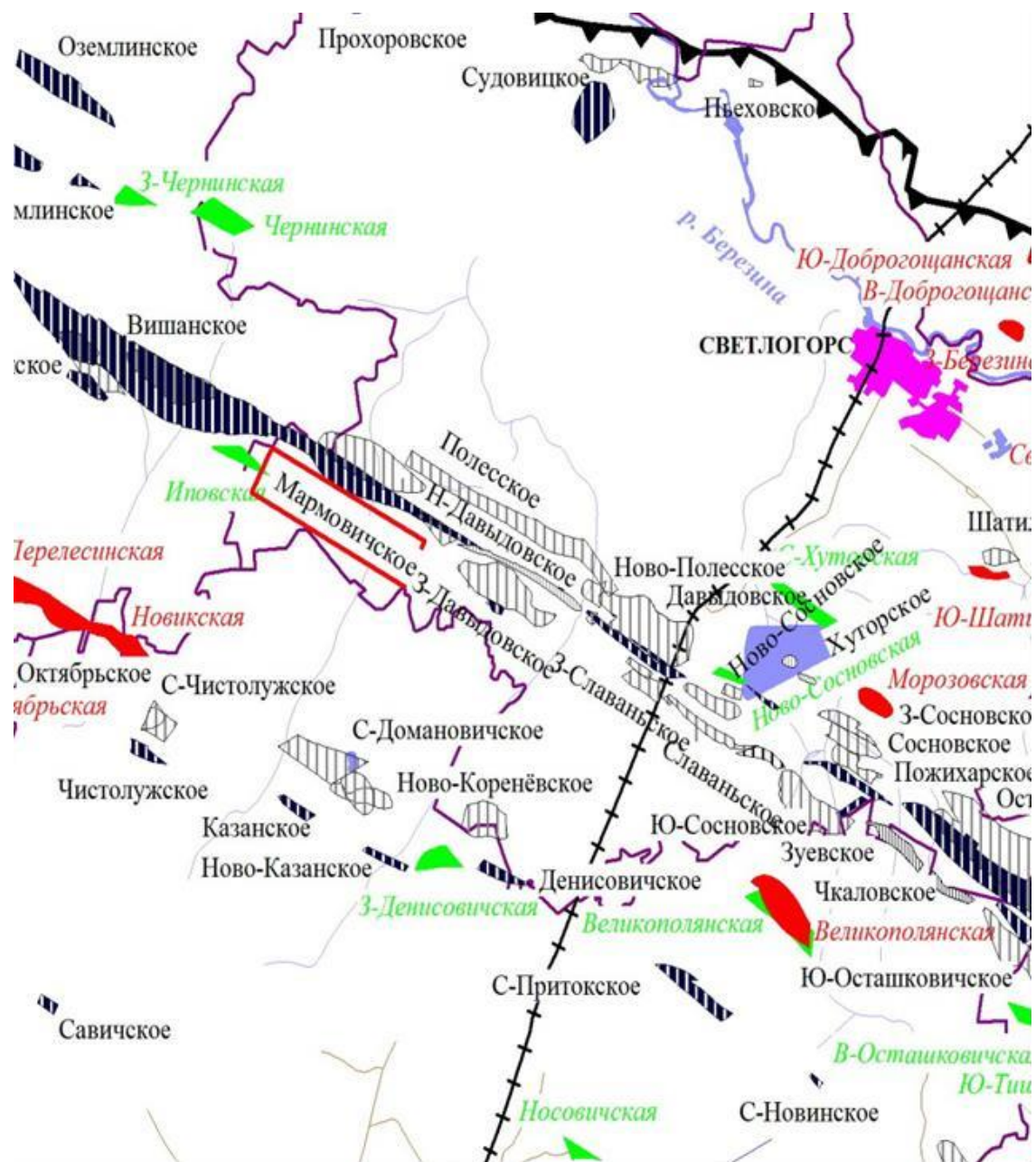


Рисунок 1.1 – Схема расположения Мармовичского месторождения

## 2.Краткая характеристика стратиграфии и литологии

В геологическом строении Мармовичского месторождения принимают участие архейско-протерозойские породы кристаллического фундамента и осадочные образования верхнего протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Относительно региональных соленосных отложений в осадочном чехле выделяется ряд толщ; подсолевая терригенная, подсолевая карбонатная, нижняя соленосная, межсолевая, верхние соленосные (галитовая, глинисто-галитовая) и надсолевая.

Породы кристаллического фундамента (AR+PR<sub>1</sub>) вскрыты скважинами 3 и 1В на глубинах 3740,5 м и 3825 м и представлены гранитами темно-серыми с красноватым оттенком, мелко-среднекристаллическими, кварцитовидными, гнейсами темно-серыми до черных, биотитовыми, трещиноватыми, а также гранито-гнейсами серыми, темно-серыми. Вскрытая толщина пород фундамента колеблется от 6 м (скв. 1В) до 40 м (скв. 3).

Подсолевая терригенная толща включает в себя верхнепротерозойские (PR<sub>2</sub>) и девонские отложения, состоящие из витебско-пярнуского, наровского, старооскольского горизонтов среднего девона (D<sub>2</sub>vtb+pr+nr+st) и ланского горизонта верхнего девона (D<sub>3</sub>ln). Отложения залегают с угловым и стратиграфическим несогласием непосредственно на поверхности кристаллического фундамента. Толща вскрыта 29 скважинами: 2, 3, 5, 6, 8, 11, 15, 17, 34, 35, 84, 9001, 9002, 9008, 9012, 9014, 9023, 9085, 9086, 9087, 9088, 9089, 9098, 9099, 9101, 1В, 11В 1 С-В, 9029 Н-Д. Литологически подсолевая терригенная толща представлена пестроцветными песчаниками кварцевыми, полевошпатовыми и кварцево-полевошпатовыми, разнотекстурными и глинами с подчиненными прослоями, ангидритов, реже доломитов, алевролитов. Окраска пород серая, зеленовато-серая, коричневатобурая, пестроцветная. Полный разрез толщи вскрыт только скважиной 1В. Толщина составляет 534 м.

Подсолевая карбонатная толща сложена отложениями саргаевского, семилукского, речицкого, воронежского и кустовницких слоев евлановского горизонтов. С отложениями саргаевского, семилукского и воронежского горизонтов связана промышленная нефтеносность.

Породы саргаевского горизонта (D<sub>3</sub>sr) согласно залегают на ланских отложениях и представлены: в верхней части доломитами серыми, темно-серыми, тонко-мелкозернистыми, крепкими, слабуглинистыми, сульфатизированными, слабо трещиноватыми; в нижней части доломитами с прослоями известняков, ангидритов и глин. В отложениях наблюдаются отпечатки фауны брахиопод. Толщина саргаевских отложений изменяется от 39 м (скв. 9008) до 50 м (скв. 13).

Отложения семилукского горизонта (D<sub>3</sub>sm) согласно залегают на саргаевских и сложены доломитами серыми до черных, мелко-среднезернистыми, глинистыми, брекчиевидными, неравномерно кавернозными. Каверны разных размеров от 10-15 мм до 1-3 см, полые, с грязными остатками растворенной соли или выполнены прозрачной каменной солью, некоторые со слабыми выпотами нефти. Местами доломиты с редкими разноориентированными трещинами (шириной 1-2 мм), выполненными сульфатно-глинистым материалом. Встречены включения кристаллов пирита и фауны брахиопод. Толщина отложений от 11 м (скв. 9008) до

30 м (скв. 9090).

Отложения речицкого горизонта ( $D_{3rch}$ ) несогласно залегают на семилюкских породах и представлены мергелями и глинами серыми, зеленовато-серыми, темно-серыми, аргиллитоподобными с примесью сульфатно-карбонатного материала, с прослоями глинистых известняков, реже доломитов. Средняя толщина 4 м.

Породы воронежского горизонта ( $D_{3vr}$ ) несогласно залегают на речицких отложениях и сложены доломитами, реже известняками с прослоями ангидритов и мергелей.

Доломиты и известняки серые, темно-серые, мелко-микрозернистые, местами глинистые, слабо трещиноватые (трещины разно ориентированные, шириной до 1 мм, выполненные сульфатно-глинистым материалом, черным битумом с включениями пирита). Встречаются единичные каверны размером 0,5-1 см, полые или выполненные белым гипсом, ангидритом, кальцитом, прозрачной каменной солью и черным битумным веществом. В отдельных местах встречаются раковины остракод хорошей сохранности и известковые кораллы.

Ангидриты молочно-белые, серые, брекчиевидные, с горизонтальными, невыдержанными по толщине прослоями серой глины, трещиноватые (трещины разноориентированные, шириной до 3 мм, полые), с многочисленными прожилками и включениями пирита.

Мергель темно-серый до черного цвета, доломитизированный, плотный. В отдельных местах тонкослоистый. Тонкослоистость обусловлена наличием тонких прослоев (0,5-1 см) ангидритов и доломитов.

Толщина отложений воронежского горизонта колеблется в пределах от 30 м (скв. 11В) до 55 м (скв. 30Д).

Отложения евлановского горизонта (кустовницкие слои) ( $D_{3ev(ks)}$ ) согласно залегают на воронежских отложениях и представлены чередующимися карбонатными, сульфатными и глинистыми породами: известняками, доломитами, ангидритами и глинами. Породы темно-цветные, глинистые. Толщина варьирует от 20 м (скв. 3) до 38 м (скв. 11, 30Д).

Нижнесоленосная толща несогласно залегает на подсолевых карбонатных отложениях и представлена евлановским (анисимовские слои) и ливенским горизонтами ( $D_{3ev(an)}+D_{3lv}$ ). Толща имеет повсеместное распространение и литологически сложена каменной солью (65-70%) с многочисленными несолевыми прослоями, которые приурочены, в основном, к анисимовским слоям и представлены прослоями ангидритов, глин, мергелей, реже известняков и доломитов. Характеризуется крайне неравномерной толщиной, которая изменяется в пределах от 89 м (скв. 9002) до 449 м (скв. 9023).

Межсолевая толща в составе домановичского, задонского, елецкого и петриковского горизонтов согласно залегает на ливенских отложениях.

Домановичский горизонт ( $D_{3dm}$ ) представлен глинами и мергелями серыми, массивными, плотными с включениями ангидрита желтовато-серого, с прослоями известняка глинистого, доломитизированного. Средняя толщина пород 22 м.

Промышленно-нефтеносными являются отложения задонского и елецкого горизонтов.

Отложения задонского горизонта ( $D_{3zd}$ ) несогласно залегают на



домановичских и представлены доломитами и реже известняками.

Доломиты от светло-серых до темно-серых, крепкие, плотные, мелко-среднезернистые, трещиноватые, кавернозные, участками пористые. Трещины различно ориентированные, тонкие (шириной до 2 мм), заполненные черным глинистым материалом и мелким ангидритом. Каверны размерами преимущественно 1-5 мм, реже 3-4 см, полые или выполненные белым кристаллическим и светло-желтым галитом с включениями ангидрита. Доломиты нефтенасыщенные. Порода с обильным содержанием фауны пелиципод, кораллов и желвакообразных водорослевых образований.

Среди известняков преобладают органогенно-детритовые, часто водорослевые разности. Известняки серого, коричневатого-серого цвета, крепкие, плотные, массивные, тонкокристаллические, участками глинистые и псевдобрекчиевидные (с включениями онколитов), с многочисленными остатками раковин брахиопод, слабо трещиноватые, неравномерно пористые, мелкокавернозные. Трещины различного направления, выполненные темным глинистым веществом, сульфатным материалом и битумным налетом. Поры пустые, реже с грязными остатками каменной соли. В отдельных скважинах по микропорам выпоты темно-коричневой нефти (скв. 9003). Каверны единичные, размером 2-3 мм, пустые или с остатками грязной соли. Толщина горизонта изменяется от 65 м (скв. 35) до 202 м (скв. 20).

Породы елецкого горизонта (D<sub>3el</sub>) несогласно залегают на задонских отложениях. Литологически елецкий горизонт сложен в основании мергелями и известняками, выше по разрезу - известняками и доломитами, в верхней части – ангидритами.

Мергели темно-серые до черных, тонкоплитчатые, глинистые, слабо трещиноватые (трещины разнонаправленные, шириной 1-2 мм, выполненные ангидритом, кальцитом, оранжевой каменной солью), участками кавернозные (каверны шириной до 1,5-2 см, заполненные белым ангидритом, реже пустые). В породе отмечены отпечатки листьев растений и скоплений моллюсков хорошей сохранности.

Известняки светло-серые, серые, темно-серые, крепкие, органогенные, часто онколитовые, тонко-мелкозернистые, тонкослоистые (слоистость горизонтальная обусловлена многочисленными прослойками черных и зеленовато-серых глин), с неровным изломом, с редкими стилолитовыми швами, выполненными сульфатно-глинистым материалом, трещиноватые, неравномерно пористые, мелкокавернозные. Единичные различно ориентированные трещины шириной до 1 мм, пустые, реже заполненные глинистым веществом, черным битумом, белым ангидритом, кальцитом и каменной солью. Пористость и кавернозность обусловлена наличием пустот округлой формы, размером в основном 1-2 мм, реже до 4 мм. Отмечаются многочисленные остатки фауны брахиопод, пелиципод, членики криноидей, одиночные кораллы, а также единичные отпечатки обуглившихся стеблей и листьев растений.

Доломиты светло-серые, серые с коричневатым оттенком, массивные, в различной степени перекристаллизованные, сульфатизированные, трещиноватые, кавернозно-пористые. Более крупные пустоты в большинстве выполнены

прозрачной каменной солью, глинистым материалом, ангидритом. Встречаются единичные гнездовидные включения небольших размеров голубовато-белого ангидрита.

Ангидриты серые, местами белые, кристаллические, плотные, крепкие.

В доломитах, реже в известняках нефтепроявления выражены в виде пятен, выпотов темно-коричневой нефти с пузырьками газа.

Толщина елецких отложений колеблется от 21 м (скв. 55) до 163 м (скв. 30Д).

Отложения петриковского горизонта ( $D_{3ptr}$ ) несогласно залегают на нижележащих елецких отложениях и представлены, главным образом, известняками серыми, зеленовато-серыми, массивными, глинистыми, органогенными, участками брекчиевидными. Встречаются единичные трещины и поры, выполненные темным глинистым материалом. В единичных скважинах наблюдаются прослойки зеленоватой глины (скв. 16) и переслаивание известняков с мергелями (скв. 31). Нефтепроявлений не отмечено. Толщина пород изменяется в широком диапазоне: от 3 м (скв. 8) до 155 м (скв. 126).

Верхнесоленосные образования состоят из двух толщ: галитовой и глинисто-галитовой и объединяют отложения лебедянского, оресского, стрешинского и нижнеполесского горизонтов. Галитовая толща сложена, в основном, каменной солью, преимущественно белого цвета, крупнокристаллической, плотной, с редкими маломощными прослоями сульфатно-карбонатных пород: ангидритов, глин, мергелей, доломитов, известняков. Глинисто-галитовая толща представлена чередованием пластов каменной соли с глинисто-карбонатными породами: мергелями, глинами, реже доломитами и ангидритами. Общая толщина галитовых и глинисто-галитовых отложений находится в пределах от 1771 м (скв. 56) до 2266 м (скв. 10).

Надсолевая толща включает образования девонской (верхнеполесский горизонт), каменноугольной системы палеозойской эратемы; триасовой, юрской и меловой систем мезозойской эратемы; палеогеновой, неогеновой и антропогеновой систем кайнозойской эратемы. Толща представлена терригенно-карбонатными породами: глинами, мергелями, песчаниками, алевролитами, реже известняками, доломитами и гипсом; писчим мелом с обуглившимися растительными остатками и обломками кремня, гравийных зерен кварца; ледниковыми и водноледниковыми образованиями: песками, песчано-гравийными отложениями, супесями, суглинками, торфом, алевролитами, песчаниками кварцевыми и глауконитово-кварцевыми. Общая толщина надсолевых отложений изменяется от 616 м (скв. 61) до 836 м (скв. 36 Ю-П).

### **3.Тектоническое строение Мармовичского месторождения**

Мармовичское месторождение имеет сложное тектоническое строение. Особенности строения месторождения определяются приуроченностью его к центральной части Речицко-Вишанской ступени Северной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба.

Речицко-Вишанская зона приразломных поднятий является блоковой структурой II порядка, ограниченной с юга региональным Речицким разломом субширотного простирания.

В результате длительных взаимосвязанных процессов литогенеза, метаморфизма, магматизма и структурообразования к концу раннего началу позднего протерозоя на территории Беларуси, как и всей Восточно-Европейской платформы, было в основном завершено формирование внутренней структуры кристаллического фундамента, а земная кора приобрела свойства и состав зрелой коры континентального типа. На всей территории установился платформенный режим, в котором выделяются ранне- и позднебайкальский, каледонский, герцинский и киммерийско-альпийский этапы развития. На герцинском этапе структурообразования и был сформирован Припятский прогиб.

Кристаллический фундамент в районе месторождения имеет сложное блоково-ступенчатое строение, отражающее тектонические движения, которые произошли в течение платформенных этапов развития, и относится к герцинскому структурному комплексу.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения осадочного чехла (от протерозойских до четвертичных), залегающих на эродированной поверхности кристаллического фундамента.

В осадочном чехле Мармовичской структуры по характеру и степени дислокаций выделяются три структурных этажа: нижний, средний и верхний.

Нижний структурный этаж соответствует платформенному этапу развития прогиба и охватывает нижнюю часть подсолевых отложений до семилукского горизонта включительно, которые имеют преимущественно моноклинально-блоковые формы залегания с малоамплитудными разрывными нарушениями.

В основу геологических построений при составлении геологических моделей подсолевых залежей нефти Мармовичского месторождения положены структурные построения, реализованные сотрудниками Упргеологии при составлении структурной карты поверхности семилукского горизонта Мармовичско-Ново-Давыдовского участка

Проведенными в Припятском прогибе исследованиями установлено принципиальное региональное соответствие структур, выделяемых по поверхности фундамента и подсолевых отложений. На Мармовичской площади по поверхности семилукского горизонта также выделяются те же структурно-тектонические элементы, что и в фундаменте. Ведущим фактором формирования подсолевой структуры в районе Мармовичского месторождения были дифференцированные блоковые подвижки фундамента, которые, по всей вероятности, начались проявляться уже на раннем подэтапе развития прогиба, неоднократные проявления подвижек происходили и в средне девонское

время. Однако эти движения были весьма слабыми, малоамплитудными, такими же, как и в пределах всей западной части Русской плиты. Поэтому они обусловили формирование в осадочном чехле прогиба слабых поднятий и погружений, амплитуды которых варьируют от нескольких до первых десятков метров. Наиболее интенсивно начались дифференцированные тектонические движения блоков в конце франского, начале фаменского времени и отражались разломам субширотного простирания. Этими движениями, главным образом, контролировались возникновение и существование геологических условий, благоприятных для формирования и сохранения нефтегазовых залежей. В процессе тектонических движений разломы непрерывно «залечивались» солью, что создавало барьеры на пути вертикальной первичных залежей. Таким образом, одновременно с частичным разрушением первичных структурных форм и залежей нефти, приуроченных к ним, происходило экранирование последних разломами и солью. То, что развитие тектонического процесса и формирование подсолевых залежей действительно происходило в таком направлении, доказывается самим фактором существования залежей нефти, примыкающих к разломам, в условиях резко выраженной разломной тектоники и тем, что все подсолевые залежи нефти, выявленные до сих пор в Припятском прогибе, экранированы разломами и солью. Мармовичская подсолевая структура также не исключение из общей закономерности формирования подсолевых залежей и является блоковой, ограниченной сбросами вверх по восстанию и по простиранию подсолевых отложений. Следовательно, с одной стороны, отложения замкнуты на основной Мармовичско-Давыдовский разлом, который ограничивает подсолевую структуру с юго-запада, юга и юго-востока, а с другой стороны, они разбиты многочисленными малоамплитудными (10-20 м) оперяющими разломами. Таким образом, Мармовичская структура подсолевого этажа дислоцированности является результатом осложнений зон приразломных поднятий и представляет собой моноклинал, приуроченную к поднятому крылу регионального разлома.

Положение Мармовичско-Давыдовского сброса, ограничивающего Мармовичскую подсолевую структуру в направлении с юго-запада на юго-восток и отделяющего гребень Речицко-Вишанской ступени от промежуточных блоков, довольно уверенно определяется по данным бурения скважин 9089, 20, 6, 84, 17. Сместитель сброса падает на юго-запад под углами от  $53^{\circ}$  до  $60^{\circ}$ . Амплитуда сброса меняется от 250 м до 1250 м.

Нередко блоки расположены ступенчато: погружены по отношению к одному и приподняты по отношению к другому соседним блокам.

По мере детализации строения подсолевых отложений бурением выявляется все большее количество сбросов и блоков и нередко трудно определить, какой блок считать самостоятельной структурой, а какой – блоком более крупного поднятия.

Если блоки являются продолжением более крупного поднятия (приподнятого блока), то они могут быть ловушками в случае, если они в головных частях приподняты по ограничивающим сбросам относительно сопредельных и пласты-коллекторы экранированы по ним непроницаемыми, обычно соленосными отложениями соседних блоков. Например, блоки, представляющие разломом, а с

запада и востока малоамплитудными оперяющими разломами, в пределах которых пробурены скважины 9098 , 9099. Границы секущих разломов, как правило, определены в результате геологических построений.

В других случаях это обычно бывают нейтральные структуры, которые не являются ловушками. В районе основного приподнятого блока Мармовичской подсолевой структуры таковыми являются блоки в пределах границ которых пробурены скважины 6 (вскрыла Мармовичско-Давыдовский разлом в нижней части воронежских отложений, отделяющий промежуточный блок от основного пересекала в отложениях ланского горизонта, при этом отложения саргаевского горизонта во вскрытом разрезе отсутствуют), 84 (вскрыла Мармовичско-Давыдовский разлом в нижней части воронежских отложений, разлом отделяющий промежуточный блок от основного пересекала в нижней части саргаевского горизонта, во вскрытом разрезе отсутствуют отложения семилукского горизонта).

На сочленении Вишанской и Мармовичской подсолевых структур расположен небольшой по размерам блок, погруженный по отношению к соседним блокам, в его пределах пробурены скважины 34 и 35. Разломы, ограничивающие блок с запада и востока проведены в результате структурных построений и учета данных разработки.

Некоторые локальные поднятия расположены в промежуточных блоках зон разломов или на склонах ступеней и представляют собой моноклиналильные блоки, зажатые разрывными нарушениями со всех сторон, например, Ново-Мармовичский блок, погруженный относительно собственно Мармовичского блока, образованный пересекающимися разломами (Мармовичско-Давыдовским, Южно-Мармовичским, Ново-Мармовичским) и имеющий треугольную форму, в его границах пробурена скважина 22 Мармовичская.

Мармовичская подсолевая структура имеет моноклиналильно-блоковые формы залегания, раскрыта в северо-восточном направлении, с юго-запада и юга ограничена Мармовичско-Давыдовским сбросом, с юго-востока и запада - малоамплитудными разломами. В пределах ее площади минимальная абсолютная отметка поверхности семилукского горизонта составляет минус 2750-2740 м.

Поверхность семилукских отложений погружается в северо-восточном направлении до абсолютных отметок минус 3074 м – минус 3130 м. Длина структуры по замкнутой изогипсе минус 2860 м составляет 11,075 км, максимальная ширина достигает 1,075 км. Залегание пород в блоках моноклиналильное с наклоном слоев на северо-восток под углом 6-11°.

Средний структурный этаж объединяет верхнюю часть подсолевых карбонатных отложений, нижнесоленосные, межсолевые, верхнесоленосные, надсолевые девонские и каменноугольные отложения и соответствует авлакогеновому этапу развития.

Анализ толщин воронежско-евлановских отложений показывает, что в воронежско-евлановское время дифференцированные тектонические движения несколько усилились. Тем не менее, по поверхности воронежского горизонта сохраняются те же структурно-тектонические элементы, что и в фундаменте .

При формировании локальных структур евлановско-петриковского структурного этажа структуроформирующим фактором были блоковые подвижки по разломам. Для данного этажа характерны сложные и разнообразные переходы от типично блоковых структур, развитых на западной и юго-восточной окраинах прогиба, к типично пликативным структурам, которые развиты в центральной части Припятского прогиба.

Крупные блоковые структуры, намеченные по подсолевым отложениям, сохраняются и по поверхности межсолевых пород.

Формирование пликативных структур межсолевых отложений в значительной мере связано с проявлением соляного тектогенеза в нижней соленосной толще, рифоподобными биогермными постройками (елецкими и петриковскими органогенными постройками) и неравномерным размывом межсолевых отложений.

В основу геологических построений при составлении геологических моделей елецко-задонских залежей нефти I, II, IV, V блоков Мармовичского месторождения положены структурные построения, реализованные специалистами Упргеологии при и довольно уверенно картируется по данным трехмерной съемки 3D. Зона отсутствия межсолевых отложений протягивается субпараллельно Мармовичско-Давыдовскому сбросу, что является свидетельством их генетической связи, т.е. ее тектонического происхождения. Составлении структурной карты поверхности елецкого горизонта Мармовичско-Ново-Давыдовско-Давыдовского участка. При ее построении использованы данные глубокого бурения и результаты комплексной интерпретации данных трехмерной съемки 3D (структурная карта по отражающему сейсмическому горизонту 2Dn, соответствующего подошве межсолевых отложений).

В межсолевых отложениях сохранились основные структурно-тектонические элементы подсолевых отложений. Ряд нарушений, картируемых по подсолевым отложениям, в межсолевом комплексе не проявились. В строении межсолевых отложений наблюдается аналогичная подсолевому комплексу зональность. Поверхность елецкого горизонта, в отличие от подсолевых структурных поверхностей, имеют блоково-пликативное строение. Углы падения отложений изменяются от 2° до 43°. Минимальные углы падения – в сводовых частях структур, максимальные в подошве межсолевого комплекса опущенных блоков, примыкающих к зоне отсутствия межсолевых отложений.

Зоной отсутствия межсолевых отложения Мармовичской площади делятся на два крыла – северное – приподнятое и южное – опущенное. В северном крыле отложения имеют пликативное строение, в южном крыле – блоково-пликативное.

Зона отсутствия межсолевых отложений установлена скважинами 34, 9099, 9085, 9090, 9086, 9098, 9087, 9088, 9088s2, 9089, 9089s2, 9002, 15, 6, 84, 13, 5.

В то же время механизм образования зоны отсутствия межсолевых отложений однозначно понять не представляется возможным. Наряду с тектонической деятельностью по разломам, значительная роль в образовании зоны отсутствия межсолевых отложений принадлежит соляной тектонике. Возможно, что следствием соляной тектоники мог быть местами полный или частичный размыв межсолевых отложений в предпетриковское время.

Вполне вероятно, что первоначальным толчком к проявлению соляной тектоники явилось разрывное нарушение, по которому в предлебебянское время раскололся палеосвод; южное крыло его, надломившись, испытало более интенсивное погружение. В трещину, возникшую вследствие растяжения межсолевых отложений начала нагнетаться соль. Это способствовало ее расширению и подъему свода, который подвергся интенсивной эрозии. Поверхность размыва обращена при этом в сторону разлома, образуя эрозийный срез. В результате эрозии от соляной структуры на Мармовичской площади остались лишь северное крыло и часть соляного массива.

На северном крыле расположена крупная антиклинальная Мармовичская структура – V блок, представленная елецко-задонскими продуктивными отложениями. С юго-запада, юга и юго-востока V блок ограничен зоной отсутствия межсолевых отложений. Граница зоны отсутствия межсолевых отложений проведена на середине расстояния между скважинами, не вскрывшими и вскрывшими межсолевые отложения: 11 Вишанской и 33, 9085 и 32, 9085 и 59, 9086 и 59, 9086 и 31, 9001 и 31, 9087 и 61, 9088 и 61, 9088 и 9014, 15 и 9014. Размер структуры V блока в пределах последней замкнутой изогипсы –2420 м составляет 3,925 км х 1,275 км. Минимальная абсолютная отметка кровли елецкого горизонта равна -2367 м.

Южное крыло Южно-Мармовичским, Людвиновским, Ново-Мармовичским, Ново-Давыдовским и рядом других более мелких сбросов (не имеющих названия) разбито на промежуточные блоки, к которым относятся I, II, IV блоки Мармовичского месторождения. Сейсмическими работами 3D охвачена площадь I, II, IV блоков Мармовичского месторождения, результаты интерпретации трехмерной съемки позволили уточнить их геологическое строение. Блоки ограничены северной (Ново-Давыдовским сбросом) и южной (Южно-Мармовичским сбросом) ветвями Речицко-Вишанского регионального разлома амплитудой 140-190 м и 90-290 м, соответственно. Между собой блоки разделены субмеридиональным Ново-Мармовичским разломом сбросового типа амплитудой до 170 м. Тектоническая граница между I и IV блоками проведена на основании структурных построений. По данным съемки 3D внесены некоторые коррективы в местоположение структурообразующих разрывных нарушений, главным образом, северной ветви регионального разлома. Северо-восточной границей I и IV блоков является зона отсутствия межсолевых отложений, которая проведена с учетом интерпретации трехмерной съемки, между скважинами 51 и 5, в которых вскрыты и не вскрыты межсолевые отложения, - на середине расстояния.

Положение Ново-Мармовичского сброса определено по результатам бурения скважин 54 и 55 Мармовичских. Сместитель сброса падает на юго-восток под углом около  $59^\circ$ , амплитуда составляет около 170 м.

Ново-Давыдовский сброс пересечен скважиной 55 Мармовичской, проходит между скважинами 139s2, 114, 133, 141, 140, 150, 151s3 Ново-Давыдовскими и скважинами 9012 Мармовичской, 139, 9022, 9028 Ново-Давыдовскими. Положение его установлено по мате-риалам сейсморазведки 3D и ВСП, которое проведено в скважинах 107, 150, 140, 130, 135, 139, 137 Ново-Давыдовских. Сместитель сброса падает на юго-запад под углом около  $60^\circ$ , амплитуда составляет около 140 -190 м.

Все перечисленные сбросы относятся к системе Речицко-Вишанского регионального разлома.

На формирование сбросов в межсолевых отложениях влияли два фактора. Во-первых, это трудно предсказуемые процессы соляного тектогенеза нижнесоленосных отложений; во-вторых, конседиментационный характер подвижек по разлому. О переходе от платформенного этапа развития исследуемой территории к авлакогеновому свидетельствуют характер изменения толщин и состава речицких, воронежских и евлановских отложений. В этот промежуток времени происходило формирование Мармовичско-Давыдовского и Людвиновского сбросов. Начало формирования Ново-Мармовичского, Южно-Мармовичского сбросов можно отнести к ливенскому времени, так как толщины евлановских и межсолевых отложений по разные стороны от разломов существенно не отличаются, зато амплитуды этих сбросов по подошве домановичского горизонта существенно уменьшаются по сравнению с поверхностью евлановского горизонта. В задонско-елецкое время тектоническая деятельность по разломам сопровождалась соляным тектогенезом в нижнесоленосных отложениях, что сильно осложняет реконструкцию истории развития некоторых разломов. О воздействии соляного тектогенеза свидетельствуют разрезы изучаемых отложений, вскрытых скважинами Мармовичской площади. В них наблюдается закономерность: чем больше общая толщина отложений петриковского горизонта, тем больше толщина верхней соли и меньше толщина ливенских отложений, т.е. ливенская соль под действием горного давления, оказываемого галитовой подтолщей на ее нижние горизонты, видимо, переходила в пластичное состояние и начинала течь. Однако ведущая роль в процессе активного течения соли все-таки принадлежит регионально-тектоническому фактору: региональным колебательным движениям положительного и отрицательного знака и сопровождающим их блоковым движениям по разломам. При этом, чем глубже отлагались породы петриковского горизонта, тем глубже уходили отложения ливенской соли. С большей долей уверенности можно утверждать о продолжении тектонической деятельности в задонско-елецкий период времени в западной части Мармовичско-Давыдовского и Людвиновского разломов. Характер изменения литолого-фациального состава и



толщин петриковского горизонта позволяют утверждать о продолжении развития тектонической деятельности в задонско-елецкий промежуток времени по Мармовичско-Давыдовскому, Ново-Давыдовскому и Людвиновскому сбросам. Небольшие амплитуды сбросов разломной зоны, вероятно, сформировались в карбоне и оресско-полесское время, что подтверждается разницей в общей толщине соответствующих отложений приподнятых и опущенных крыльев.

Таким образом, после осадконакопления межсолевых отложений на формирование структурного плана большое влияние оказал соляной тектогенез в нижнем соленосном комплексе. Процессы соляного тектогенеза, как в опущенном крыле, так и в приподнятом крыльях наиболее интенсивно проходили вблизи зоны отсутствия межсолевых отложений. Особенностью северного крыла является то, что эти процессы проходили менее интенсивно, чем в опущенном крыле и, в основном, внутри пачек соленосных пород. В южном крыле процессы соляного тектогенеза проходили более интенсивно, и в них вовлекались целые блоки соленосных пород.

Верхний структурный этаж, включающий пермские и мезокайнозойские отложения, соответствует позднеплатформенному этапу развития Припятского прогиба. Он характеризуется уменьшением степени дислоцированности пород, уменьшением амплитуды поднятия и выполаживанием углов падения пород вверх по разрезу. Палеогеновые и антропогеновые отложения залегают почти горизонтально.

#### 4. Нефтеносность

Мармовичское месторождение расположено в центральной части Речицко-Вишанской ступени Северной структурной зоны Припятского прогиба, где расположены такие месторождения, как Речицкое, Осташковичское, Вишанское, Давыдовское, Ново-Давыдовское и другие. Промышленная нефтеносность связана с межсолевыми и подсолевыми отложениями.

Предметом рассмотрения данного раздела являются карбонатные отложения елецкого, задонского, воронежского, семилукского и саргаевского горизонтов. Коллекторами нефти являются кавернозные, трещиноватые, пористые доломиты, реже известняки.

В процессе нефтепоисковых работ на Мармовичской площади отмечались признаки нефтеносности в виде примазок, капелек и выпотов нефти на образцах керна, повышенных газопоказаний, нефтяной пленки на буровом растворе.

По состоянию изученности на 01.01.2006 г. в пределах Мармовичского месторождения с целью получения флюида в процессе бурения и в эксплуатационной колонне разрез межсолевых отложений испытан в 68 скважинах, подсолевых отложений – в 34 скважинах. Общее количество испытаний разрезов межсолевых и подсолевых карбонатных отложений, вскрытых скважинами на Мармовичском месторождении, составило: в открытом стволе (в процессе бурения) соответственно – 145 и 67 испытаний, в эксплуатационной колонне соответственно – 126 и 38 опробований.

При испытании скважин в открытом стволе дебиты нефти из елецко-задонских отложений изменяются от 3,4 м<sup>3</sup>/сут (скв. 34) до 215 м<sup>3</sup>/сут (скв. 1), из подсолевых карбонатных отложений – от 0,8 м<sup>3</sup>/сут (скв. 9098) до 127 м<sup>3</sup>/сут (скв. 8). Испытания проводились на разных режимах (использовались штуцера диаметром от 10 мм до 22 мм).

При опробовании продуктивных отложений в эксплуатационной колонне получены притоки нефти из елецко-задонских отложений дебитами от 0,3 м<sup>3</sup>/сут (скв. 11) до 403 м<sup>3</sup>/сут (скв. 32), из подсолевых карбонатных отложений – от 0,25 м<sup>3</sup>/сут (скв. 8) до 780 м<sup>3</sup>/сут (скв. 9090). Применяемые диаметры штуцеров – от 2 мм до 16 мм.

Детальное описание испытаний и опробований по скважинам рассматриваемого месторождения приведено в отчетах. В данной работе приводятся результаты исследований, выполненные после 1987 г. (V блок) [6] и после 1989 г.

В 2003-2004 годах на территории I, II и IV блоков проводились детализационные сейсморазведочные работы 3Д. На основании сейсмических материалов 3Д в 2005 году отделом поисков и разведки Управления геологоразведочных работ РУП “Производственное объединение “Белоруснефть” уточнены геологические модели елецко-задонских залежей I, II, IV блоков.

Елецко-задонская залежь нефти I блока впервые была выявлена в октябре 1972 г. при испытании в открытом стволе отложений елецкого горизонта скважины 1 Мармовичской, в которой из интервала 2632-2691м получен приток бурового раствора с нефтью дебитом 174м<sup>3</sup>/сут, а из интервала 2633-2694м – промышленный приток безводной нефти дебитом 215м<sup>3</sup>/сут. При опробовании в колонне интервала 2757-2760м отложений задонского горизонта получен приток нефти дебитом 157м<sup>3</sup>/сут на 10мм штуцере.

Елецко-задонская залежь нефти I блока массивная, полусводовая, с севера, юга и востока тектонически ограничена, с северо-запада и северо-востока – литологически экранирована (границей залежи является зона отсутствия межсолевых отложений тектонического происхождения)

Размеры залежи: длина - 2,5км, ширина - 0,85км, высота - 129м. Условный ВНК принят на абсолютной отметке –2638м, который соответствует отметке нижней дыры интервала перфорации в скважине 51, из которого была получена безводная нефть.

Запасы нефти, числящиеся на балансе РУП ПО «Белоруснефть» по елецко-задонской залежи I блока относятся к категории В и на 01.01.2020 г. составляют: геологические – 3769 тыс.у.е, извлекаемые – 754 тыс.у.е, КИН – 0,2.

Елецко-задонская залежь нефти II блока выявлена скважиной 9012, в которой при опробовании елецко-задонских отложений в интервале 2878-2950,5м при открытом забое получен приток нефти и пластовой воды дебитом 9,6м<sup>3</sup>/сут.

По условиям залегания и типу ловушки елецко-задонская залежь II блока является массивной, сводовой, тектонически ограниченной с севера, запада и юга. На востоке границей залежи служит контур нефтеносности. Условный водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке –2778м, который соответствует отметке нижней дыры интервала перфорации в скважине 11, из которого получена безводная нефть. Размеры залежи: длина - 6,8км, ширина - 1,8км, высота - 130м.

Запасы нефти, числящиеся на балансе РУП ПО «Белоруснефть» по елецко-задонской залежи II блока относятся к категории С1 и на 01.01.2020 г. составляют: геологические – 6580 тыс.у.е, извлекаемые – 1053 тыс.у.е, КИН – 0,16.

Елецко-задонская залежь нефти IV блока открыта скважиной 8. При испытании задонских отложений в колонне в интервале 2687-2744м, а затем елецко-задонских отложений в интервале 2640-2708м получены, соответственно, притоки нефти дебитами 1,72м<sup>3</sup>/сут и 3,4м<sup>3</sup>/сут.

Залежь массивная. Границами залежи являются: на юге тектоническое нарушение, на севере и востоке – литологическое экранирование. Положение водонефтяного контакта принято на отметке подошвы нефтенасыщенного пласта –2553м в скважине 8 по данным ГИС. Размеры залежи: длина - 1,35км, ширина - 0,15км, высота - 40м.

Запасы нефти, числящиеся на балансе РУП ПО «Белоруснефть» по елецко-задонской залежи IV блока относятся к категории С1 и на 01.01.2020 г. составляют: геологические – 60 тыс.у.е, извлекаемые – 11 тыс.у.е, КИН – 0,19.

Елецко-задонская залежь нефти V блока выявлена скважиной 9003, в которой при испытании в эксплуатационной колонне интервала 2540-2560 получен приток нефти с примесью фильтрата бурового раствора и пластовой воды дебитом 1,1м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1247м. Залежь вскрыта 30 скважинами, в том числе нефтяная зона 21, законтурная – 9 скважинами.

Залежь нефти массивная, сводовая, литологически экранированная и ограниченная ВНК. Граница ее на севере, востоке и западе проведена по контуру нефтеносности, на юге залежь ограничена зоной отсутствия межсоловых отложений тектонического происхождения

Размеры залежи в пределах контура нефтеносности: длина - 6,2 м, ширина - 1,85 км, высота – 107 м.

Условный ВНК принят на абсолютной отметке –2481м, которая соответствует нижним дырам интервала перфорации в скважине 57, из которого получена безводная нефть.

Запасы нефти, числящиеся на балансе РУП ПО «Белоруснефть» по елецко-задонской залежи V блока относятся к категории С1 и на 01.01.2020 г. составляют: геологические – 7559 тыс.у.е, извлекаемые – 2268 тыс.у.е, КИН – 0,3.

Воронежская залежь нефти впервые была выявлена скважиной 5 в сентябре 1973 года, когда при испытании в открытом стволе совместно воронежских и семилукских отложений в интервале 2982-3036м получен приток нефти дебитом 47,8м<sup>3</sup>/сут. При опробовании в данной скважине интервала 2993-3005м воронежских отложений в колонне на бмм штуцере получена фонтаном безводная нефть дебитом 141м<sup>3</sup>/сут.

Воронежская залежь пластовая, сводовая, с юга и запада тектонически ограниченная, с севера и востока границей залежи является контур нефтеносности. Размеры залежи: длина - 13,650км, ширина - 1,275км, высота - 137м.

Условный ВНК принят единый для воронежской, семилукской и саргаевской залежей. Положение условного ВНК принимается на середине расстояния между нижними дырами интервала перфорации (-2855м) в скважине 5, из которого получена безводная нефть, и верхними дырами интервала перфорации (-2864м) в скважине 8, из которого получена пластовая вода, т.е. на абсолютной отметке – 2860м.

Запасы нефти, числящиеся на балансе РУП ПО «Белоруснефть» по воронежской залежи относятся к категории В и на 01.01.2020 г. составляют: геологические – 1555 тыс.у.е, извлекаемые – 498 тыс.у.е, КИН – 0,32.

Семилукская залежь нефти выявлена скважиной 9001. В сентябре 1974 года при опробовании в эксплуатационной колонне семилукских отложений в интервале 2991-2998м получен приток безводной нефти дебитом 197м<sup>3</sup>/сут.

По условиям залегания и типу семилукская залежь пластовая, сводовая, с юга и запада тектонически ограниченная, границей на севере и востоке является

контур нефтеносности. Размеры залежи: длина - 10,8км, ширина - 1,075км, высота - 100м.

Запасы нефти, числящиеся на балансе РУП ПО «Белоруснефть» по семилукской залежи относятся к категории В и на 01.01.2020 г. составляют: геологические – 1161 тыс.у.е, извлекаемые – 418 тыс.у.е, КИН – 0,36.

Саргаевская залежь нефти открыта скважиной 9002. В августе 1974 года при опробовании в эксплуатационной колонне саргаевских отложений в интервале 2930-2942м получен приток безводной нефти дебитом 120м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере.

Саргаевская залежь пластовая тектонически и литологически ограниченная. На севере границей залежи является контур нефтеносности, принятый на отметке -2860м, как и для семилукской и воронежской залежей. Размеры залежи: длина - 7,8км, ширина - 0,875км, высота - 79м.

Запасы нефти, числящиеся на балансе РУП ПО «Белоруснефть» по саргаевской залежи относятся к категории С1 и на 01.01.2020 г. составляют: геологические – 357 тыс.у.е, извлекаемые – 54 тыс.у.е, КИН – 0,15.

## 5. Гидродинамическая характеристика

Для характеристики гидрогеологических условий Мармовичского месторождения использовались данные анализов проб подземных вод, полученных в процессе опробования и испытания пластов непосредственно на Мармовичской площади, а также по соседним месторождениям.

По рассматриваемому месторождению имеется 78 качественных анализов подземных вод по 22 скважинам.

Как и во всем Припятском прогибе, здесь наблюдается вертикальная зональность подземных вод. Выделяются три гидродинамические зоны: активного, замедленного и весьма замедленного водообмена.

По условиям создания напоров и разгрузки осадочный комплекс пород подразделяется на два гидрогеологических этажа: верхний и нижний.

В свою очередь гидрогеологические этажи делятся на ряд водоносных комплексов.

Верхний гидрогеологический этаж представлен двумя водоносными комплексами:

- верхний надсолевой водоносный комплекс мезокайнозойских отложений;
- нижний надсолевой водоносный комплекс пермских, каменноугольных, верхнедевонских отложений.

Нижний гидрогеологический этаж также состоит из двух водоносных комплексов:

- водоносный комплекс межсолевых отложений;
- водоносный комплекс подсолевых отложений.

Верхний надсолевой водоносный комплекс объединяет отложения от антропогеновых до триасовых включительно и представляет собой многопластовую гидродинамическую систему. Пробы подземных вод по описываемому комплексу на Мармовичском месторождении отсутствуют, поэтому его гидрогеологическое описание ведется по аналогии с другими месторождениями в соответствии с общими закономерностями, присущими Северной структурно-тектонической зоне Припятского прогиба. Водовмещающие породы представлены кварцево-глауконитовыми разноместными песками, алевролитами, слабосцементированными песчаниками, трещиноватым мелом и трещиноватыми, кавернозными известняками.

Описываемый комплекс относится к зоне активного водообмена. Выделяются подзоны пресных (с минерализацией до 1 г/л) и слабосоленых (до 10 г/л) вод, разделенные юрскими песчано-глинистыми породами с прослоями известняка. Тип вод преимущественно гидрокарбонатно-натриевый или гидрокарбонатно-кальциевый по классификации В.А. Сулина. Пластовые температуры изменяются от 8 до 22°C. Подземные воды данного комплекса широко используются населением для питьевых и технических нужд. Водоупорами служат сероцветные глины с прослоями мергелей и плотных песчаников нижнего мела, юры и триаса.

Нижний надсолевой водоносный комплекс относится к зоне замедленного водообмена и включает в себя пермский, каменноугольный и полесский (верхнедевонский) горизонты. Водовмещающими породами являются песчаники, алевролиты, известняки и доломиты, залегающие на глубинах 207-436 м, при средней толщине 400 м. Из отложений этого комплекса проб пластовой воды не отобрано. По аналогии с Вишанским месторождением воды комплекса можно охарактеризовать как соленые, хлоридно-магниевого типа с минерализацией 10 г/л. По гидрогеологическим условиям в нижнем надсолевом комплексе структура гидрогеологически раскрыта. Согласно классификации К.Ф. Богородицкого воды в этой части разреза теплые, температура изменяется от 19°C до 35°C. Нижним водоупором служат соленосные отложения верхней соленосной оресско-стрешенско-лебединской толщи.

Водоносный комплекс межсолевых отложений находится в зоне весьма замедленного водообмена с отсутствием внешних и внутренних областей питания и перемещения рассолов. Водовмещающие породы представлены известняками и доломитами. Глубина залегания комплекса от 2624 м (скв. 16) до 3063 м (скв. 73), средняя толщина 143 м.

Описываемый комплекс опробовался в скважинах 2, 11, 16, 22, 33, 72, 9003, 9008, 9101, 1 С-В, 11П, 101 Ю-Д, 9022 Н-Д, 9028 Н-Д. Химический анализ пластовой воды выполнен всего по 44 пробам, отобранным в открытом стволе и в эксплуатационной колонне.

Водообильность комплекса различна и зависит от коллекторских свойств водовмещающих пород. Дебиты вод меняются от 0,2 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1098,5 м (скв. 9022 Н-Д) до 555 м<sup>3</sup>/сут (скв. 33, при испытании в открытом стволе). Пластовые температуры равны 52-59°C, воды по К.Ф. Богородицкому относятся к очень горячим. Начальные пластовые давления, приведенные к отметкам ВНК, изменяются от 32,2 МПа (V блок, ВНК -2481 м) до 34,5 МПа (IV блок, ВНК -2554 м). Расчетное гидростатическое давление составляет 26,7 МПа (V блок) – 29,4 МПа (II блок). Таким образом, воды межсолевого водоносного комплекса являются напорными, так как начальное пластовое давление выше условно-гидростатического.

По химическому составу воды относятся к высокоминерализованным рассолам хлоридно-натриевого и хлоридно-кальциевого типа (по Сулину) с общей минерализацией 312,5-390 г/л и удельным весом 1,219-1,260 г/см<sup>3</sup>. Воды очень жесткие (по Алекину), так как содержание кальция равно 44088,0-71392,5 мг/л (среднее значение 55101 мг/л) и магния - 5005,0-9971,2 мг/л (среднее значение 7469 мг/л), слабокислые – рН изменяется от 4,23 до 6,5. В их составе отмечаются высокие концентрации аммония: 500-1070 мг/л (среднее значение 788 мг/л); брома: 1598,4-3870 мг/л (среднее значение 2496 мг/л); иода: 8,5-64,0 мг/л (среднее значение 37,8 мг/л). Сульфатность комплекса низкая: содержание сульфат-ионов составляет 24,4-788 мг/л (среднее значение 215 мг/л); коэффициент сульфатности ( $\text{SO}_4 \cdot 100 / \text{Cl}$ ) равен 0,011-0,460 при среднем значении 0,109.

Корреляционные коэффициенты Na/Cl (0,30-0,57), Cl/Br (58,08-142,83), Ca/Mg (2,90-8,62), (Cl-Na)/Mg (4,0-9,5) показывают, что пластовая вода межсолевого водоносного комплекса сильно метаморфизована и относится к седиментационным водам морского генезиса, а также указывают на высокую гидрогеологическую закрытость комплекса, характерную для зоны весьма замедленного водообмена.

Нижним региональным водоупором служит евлановско-ливенская соленосная толща, отделяющая межсолевой комплекс от подсолевых отложений.

Водоносный комплекс подсолевых отложений приурочен к зоне весьма замедленного водообмена и включает две различные по литологическому составу толщи: карбонатную и терригенную. Водовмещающими породами карбонатной толщи являются доломиты и реже известняки евлановских (кустовницкие слои), воронежских, семилукских, саргаевских отложений. Глубина залегания от 3006 м (скв. 9014) до 3216 м (скв. 9088), средняя толщина 63 м.

Водовмещающими породами терригенной толщи являются песчаники и доломиты среднего девона (ланский, старооскольский, наровский, пярнуский, витебский горизонты), песчаники и алевролиты верхнего протерозоя.

При опробовании подсолевого водоносного комплекса получены анализы пластовых вод только из карбонатной толщи в скважинах 2, 5, 8, 15, 22, 9014, 9101, 11В, 9029 Н-Д (всего 30 проб). Дебиты воды сильно дифференцированы и изменяются от 0,9 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1088 м до 185 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 546,5 м (скв. 5). Температура комплекса изменяется от 61 до 70°С, воды по К.Ф. Богородицкому очень горячие.

Воды напорные, так как начальные пластовые давления, приведенные к отметке ВНК (-2860 м), изменяются от 33,8 МПа (воронежская залежь) до 35,0 МПа (саргаевская залежь), а расчетное гидростатическое давление в среднем по подсолевому карбонатному комплексу составляет 30,4 МПа.

Формирование химического состава вод происходит, как и в межсолевом комплексе, в основном, за счет ионов хлоридов кальция, натрия, магния. По химическому составу воды – крепкие рассолы хлоридно-кальциевого типа (по В.А. Сулину) с общей минерализацией от 317,1 г/л (скв. 5) до 395,0 г/л (скв. 2) и удельным весом от 1,222 г/см<sup>3</sup> (скв. 5) до 1,276 г/см<sup>3</sup> (скв. 2, 9101). Воды слабокислые - рН изменяется от 4,1 до 7; очень жесткие (по Алекину), так как



содержание кальция в водах составляет 43286,4-101001,6 мг/л (среднее значение 74820,5 мг/л) и магния – 303,8-12770,0 мг/л (среднее значение 7937,5 мг/л).

Для вод подсолевой карбонатной толщи характерно высокое содержание аммония до 1000 мг/л (среднее значение 594 мг/л); кондиционные концентрации брома изменяются от 2487,0 мг/л (скв. 9014) до 5293,4 мг/л (скв. 8) при среднем значении 3740 мг/л и иода достигают 35 мг/л (скв. 11В) при среднем значении 18 мг/л.

Комплекс характеризуется низкой сульфатностью: содержание сульфат-ионов равно 70,0-518,4 мг/л при среднем значении 212 мг/л; коэффициент сульфатности  $(\text{SO}_4 \cdot 100) / \text{Cl}$  равен 0,031-0,239 при среднем значении 0,091. Корреляционные показатели Na/Cl (0,15-0,68 при среднем значении 0,32), Cl/Br (44,3-91,9 при среднем значении 62,4), Ca/Mg (3,6-131,0 при среднем значении 16,6), (Cl-Na)/Mg (4,6-130,1 при среднем значении 17,2) свидетельствуют о высокой степени метаморфизации седиментационных вод и хорошей гидрогеологической закрытости зоны весьма замедленного водообмена.

Содержание в водах радия изменяется от  $2,0 \cdot 10^{-10}$  мг/л до  $8,0 \cdot 10^{-10}$  мг/л. Отмечается смещение радиоактивного равновесия в сторону радия.

При испытании подсолевой терригенной толщи получены притоки пластовой воды дебитом от 18,2 м<sup>3</sup>/сут (скв. 9089) до 109,8 м<sup>3</sup>/сут (скв. 2). Пробы не отбирались.

Нижним водоупором подсолевого водоносного комплекса служат породы кристаллического фундамента, представленные гнейсами, гранитами, гранито-гнейсами, вскрытая толщина которых колеблется от 6 м (скв. 1В) до 40 м (скв. 3)

## **6. Анализ текущего состояния разработки V блока елецко-задонской залежи нефти Мармовичского месторождения**

Целью данной курсовой работы является анализ существующих технических средств и технологий для воздействия на пласт в обеспечении высокой эффективности ГТМ в скважинах.

В области интенсификации добычи нефти основными направлениями технико-технологического развития стали: внедрение технологии кавитационно-импульсного воздействия на ПЗП с использованием специально разработанного и изготовленного оборудования, внедрение технологии гидроимпульсного реагентного воздействия на пласт с использованием гидродинамического пульсатора-кавитатора ПГД-3, технологии создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации, направленных на увеличение качества вторичного вскрытия и восстановления проницаемости прискважинной зоны пласта.

В курсовой работе произведен анализ ГТМ по интенсификации притока на Мармовичском месторождении. Скважины, в которых проводились работы по вышеперечисленным технологиям расположены в V блоке елецко-задонского горизонта. Поэтому в данной работе было решено основное внимание уделить рассмотрению результатов анализа разработки залежи нефти елецко-задонского горизонта V блока Мармовичского месторождения.

Впервые подсчет запасов нефти и растворенного газа елецко-задонских залежей I, II, IV блоков, подсолевых залежей выполнен по состоянию на 01.05.1975г. комплексной тематической партией треста “Белнефтегазразведка” и утверждены ГКЗ СССР (протокол №7490 от 31 октября 1975 года) в количестве: начальные геологические запасы нефти – 12829,9 тыс.у.е, начальные извлекаемые запасы нефти – 4867,1 тыс.у.е по категории  $C_1$ . Запасы елецко-задонской залежи V блока были утверждены ГКЗ СССР по состоянию изученности на 01.10.1987г. (протокол №10473 от 5 августа 1988г. по категории  $C_1$  в количестве: начальные геологические запасы нефти – 7871 тыс.у.е и начальные извлекаемые запасы нефти – 2361 тыс.у.е.

Запасы нефти, числящиеся на балансе РУП ПО «Белоруснефть» по елецко-задонской залежи V блока относятся к категории  $C_1$  и на 01.01.2020 г. составляют: начальные геологические – 7559 тыс.у.е, начальные извлекаемые – 2268 тыс.у.е, КИН – 0,3.

По состоянию на 01.01.2020 г. в эксплуатации находились 25 скважин (18, 31, 32, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 113g, 122n, 123, 124, 125g, 126, 127, 128, 129g, 130, 132n2, 135, 136, 137, 1802g, 9003). Из них: скважина 9003 – ликвидирована по техн. причинам, 8 скважин (скв.18, 31, 32, 57, 59, 124, 130, 122n) переведены под нагнетание воды в залежь. Скважина 132 пробурена как нагнетательная. Действующий фонд на 01.01.2020 г. – 16 скважин (123, 125g, 126, 128, 56, 58, 60, 61, 127, 129g, 132n2, 135, 136, 137, 1802g, 113g). Скважины 123 125g, 126, 128

ведут разработку ЭЦН, остальные скважины – ШГН. Плотность сетки – 45 га/скв. Характеристика фонда скважин приведена в таблице 1.1

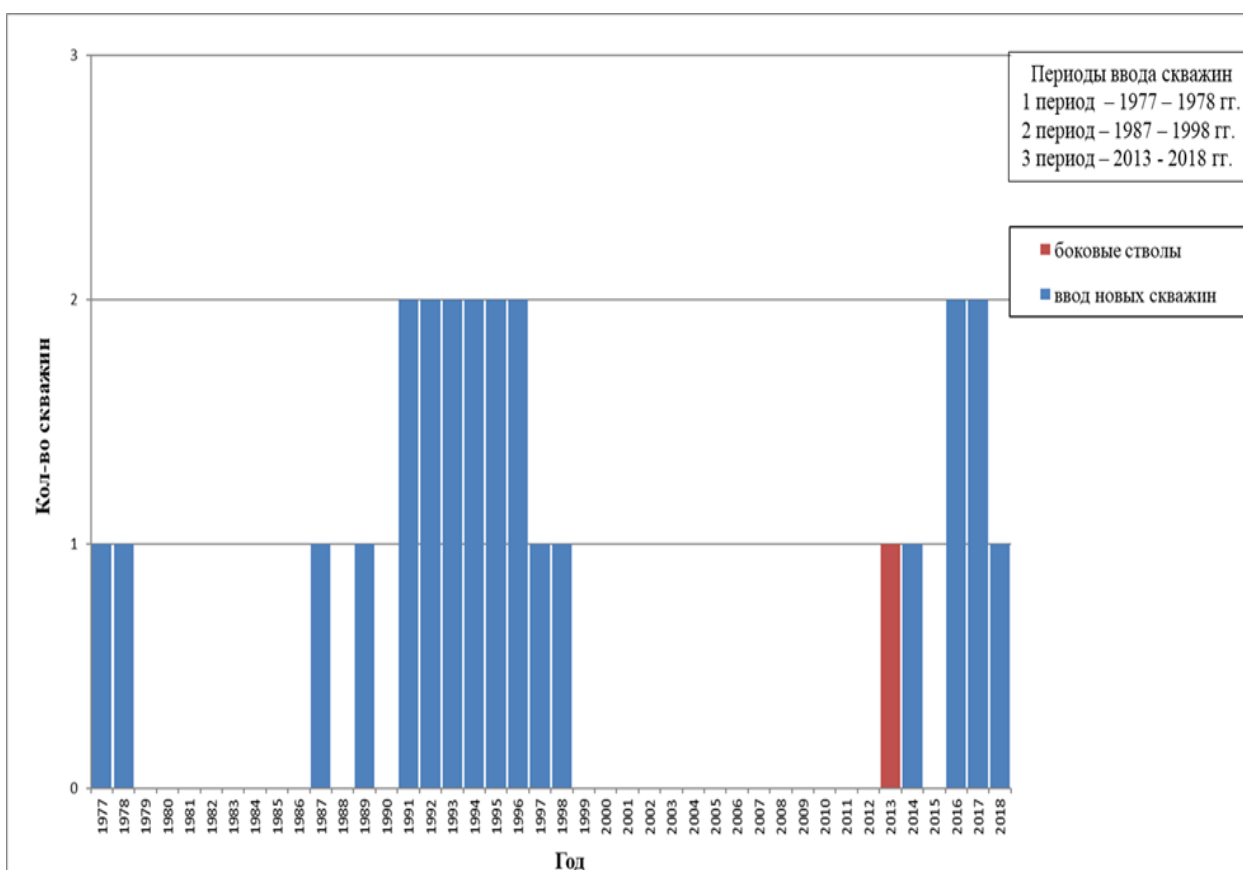
Разработка елецко-задонской залежи V блока начата в декабре 1977 года вводом в эксплуатацию из консервации поисковой скважины 9003. За начальное пластовое давление залежи принято давление 33,03МПа, замеренное в скважине 32, согласно ИПТ в ОС от 25.03.1986 г. Рпл=32,7 МПа, глубина 2588 м, плотность – 0,771 г/см<sup>3</sup> и приведенное к абсолютной отметке ВНК. В скважине 32 подошва самого нижнего нефтенасыщенного пласта находится на отметке минус 2478 м, что подтверждено промышленным притоком безводной нефти (240 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере) при совместном испытании интервалов перфорации 2588-2593 м (- 2434,2 – -2439 м) и 2625-2632 м(-2471,1 – -2478,1 м). Таким образом, на основании более детального анализа геолого-промысловой информации была уточнена и принята граница подсчета запасов нефти на абсолютной отметке -2478 метра.

Таблица 1.1 - Характеристика фонда скважин елецко-задонской залежи блока Мармовичского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добыв. скважин	Пробурено	24
	Возвращены с др. горизонтов	
	Всего	24
	В том числе :	
	Действующие	16 126, 128, 136, 58, 60, 61, 127, 137, 132n2, ,1802g,125g,123,129g
	из них фонтанные	
	ЭЦН	4 , 126, 125g ,128)
	ШГН	12 (56, 136, 58, 60, 61, 127, 135, 132n2, 113g,1802g,129g
	газлифт	
	Бездействующие	
	В освоении после бурения	
	Контрольные	
	Переведены под закачку	8 31, 32, 57, 59, 124, 130,122n)
	Переведены на другие горизонты	
	Ликвидированные + ожидающие ликвидации	1 (9003)
Фонд нагнет. скважин	Пробурено	1 (132)
	Возвращены с других горизонтов	

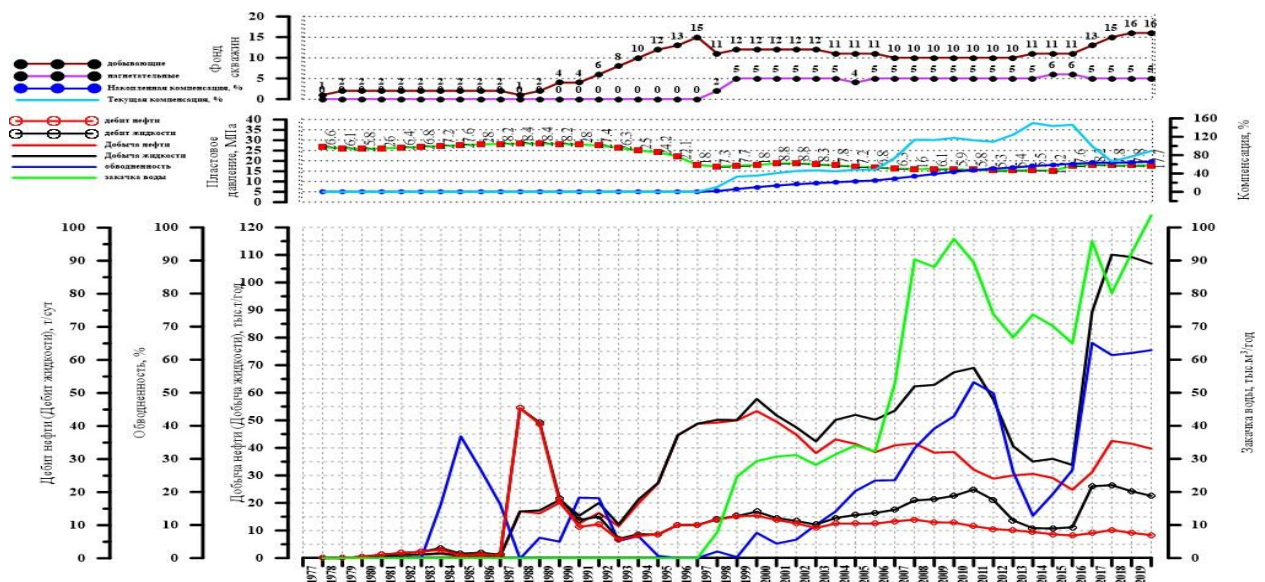
	8 31, 32, 57, 59, 124, 130, 122n)
Переведены из добывающих	
Всего	
В том числе:	
Под закачкой	5 (57, 122n, 32, 130, 59)
Бездействующие	3 (18, 124, 31)
В освоении после бурения	
В контрольном фонде	
В отработке на нефть	
Переведены на другие зонты	
Ликвидированные + ожидающие идации	1 (132)

В истории разработки залежи можно выделить три периода ввода добывающих скважин, рисунок 1.2:



**Рисунок 1.2 - Динамика ввода добывающих скважин по V блоку елецко-задоносского горизонта Мармовичского месторождения**

График разработки V блока Мармовичского месторождения представлен на рисунке 1.3.:



**Рисунок 1.3 – График разработки V блока елецко-задонского горизонта Мармовичского месторождения**

Первый период начат в 1977 - 1978 гг. бурением двух скважин (скв.9003 и 18), эксплуатирующими верхнюю часть межсоловых отложений (дроздовские и туровские слои елецкого горизонта).

Второй период начат с 1987 по 1999 годы. За это время пробурено и введено в эксплуатацию 15 добывающих скважин. Ежегодно вводилось по две скважины, в 1997-1998 по одной. В разработку вовлекались как верхняя часть межсолового разреза (дроздовско-туровские слои елецкого горизонта) - скважины 59,61,56,57,124,127,130; так и нижняя часть разреза (тонежские слои задонского горизонта) - скважины 31, 32, 60, 58, 128, 135, 137; скважины 126 и 136 введены в эксплуатацию с туровско-тремлянских и туровско-тонежских отложений елецко-задонской залежи, соответственно.

С 2013 г. начинается третий период ввода добывающих скважин на залежи. С этого времени начинает разбуриваться северная (скв.125g,123, 122n, 129g) и восточная части залежи (скв.113g, 1802g). В основном в выработке участвует только елецкий горизонт, а также вводится одна скважина на задонский горизонт (скв.123) и бурение бокового ствола в центр залежи (скв.132n2) на елецкий горизонт.

Всего с начало разработки в эксплуатации на V блоке елецко-задонского горизонта на 01.01.2020 г. находилось 24 скважины. Под закачкой за весь период разработки находилось 8 скважин, 2 – остановлены по техн. причине (скв.124 и 31), скв.18 – ликвидирована (бурение дубля в добычу скв.1802).

В действующем добывающем фонде на 01.01.2020 г. находится 16 скважин, действующем нагнетательном фонде – 5 скважин. Скважины все эксплуатируются механизированным способом: 4 скважины ЭЦН (скв.123, 125,126,128), остальные ШГН.В 2018 году основную добычу нефти (48,3 %) обеспечивали добывающие скважины 126, 127, 128, 132n2, 136, 1802g.

Распределение фонда скважин по дебиту жидкости и обводненности за декабрь 2019 г. представлены в таблицах 1.2 и 1.3:

Г. Таблица 1.2 - Распределение фонда скважин по величине дебита жидкости на 01.01.2020

Дебит по жидкости, т	Количество скважин	Номера скважин
2-3	1	129g
4-10	10	56, 58, 60, 61, 127, 132n2, 135, 136, 137, 1802g
10-24	4	113g, 125g, 126, 128
144	1	123

Г. Таблица 1.3 - Распределение фонда скважин по величине обводнённости на 01.01.2020

Обводненность, %	Количество скважин	Номера скважин
Без воды	7	61, 113g, 129g, 132n2, 135, 136, 137,
до 10	3	56, 60, 1802g
до 25	1	127
до 50	2	58, 126
более 70	3	123, 125g, 128

В целом по залежи среднесуточная производительность скважин по состоянию на 01.01.2020 г. составляет: по нефти – 7,01 т/сут; по жидкости – 18,89 т/сут.

В 2019 г. скважины эксплуатировались с обводненностью от 0 % до 95 % (скважина 123). Поведение обводненности носит скачкообразный характер, поэтому анализировался среднегодовой показатель. Практически по всему фонду обводненность колеблется в пределах 0-40 % (с периодическим появлением); по скважинам 58, 126 – 20-50 %; по скв.128, 125 – 49-81 % по скв.123 – 94 %.

Распределение добывающих скважин по объемам накопленной добычи нефти представлено на рисунке 1.4. Из всего фонда только три скважины (скв.58, 126, 135) характеризуются оборотами более 120 тыс.т или 12 %.

Порядка 52 % скважин с накопленной добычей нефти 0-10 тыс.т, 16 % - скважин с накопленной добычей нефти 30-50 тыс.т, и по 8% имеют накопленную добычу 60-70 тыс.т, 100-130 тыс.т нефти.

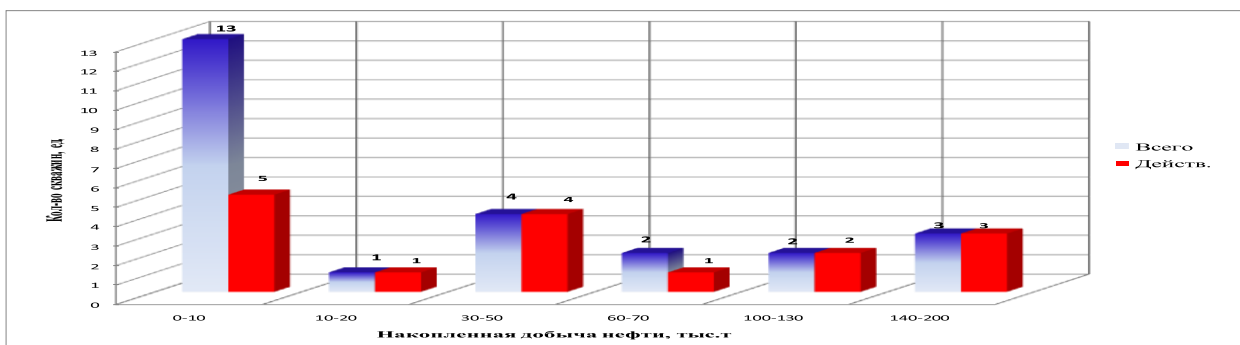
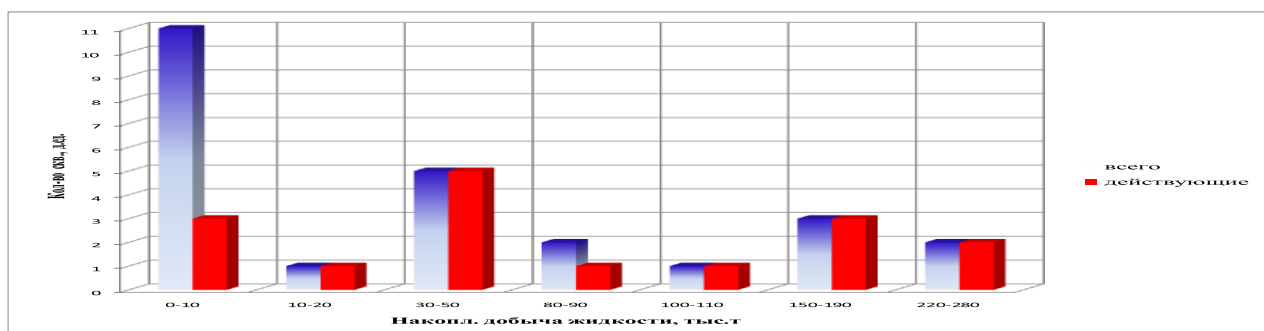


Рисунок 1.4- Распределение добывающего фонда скважин по накопленной добыче нефти 5 блока елецко-задонского горизонта Мармовичского месторождения

Распределение добывающих скважин по объемам накопленной добычи жидкости представлено на рисунке 1.5:



**Рисунок 1.5 - Распределение добывающего фонда скважин по накопленной добыче жидкости 5 блока елецко-законского горизонта Мармовичского месторождения**

Как видно из диаграммы большинство скважин (44 %) характеризуются добычей жидкости до 10 тыс.т. Из действующего добывающего фонда 5 скважин или 20 % на 01.01.2020 года добыли от 150 до 280 тысяч тонн жидкости.

Исходя из параметров разработки отбора от НИЗ – 48,5 % и обводненности – 62 % залежь находится на II стадии разработки. Просматривается низкая энергетика в добывающих скважинах ( $P_{пл} = 17,7 \text{ МПа}$ ) и низкая проницаемость пород-коллекторов, а также низкая продуктивность по ряду добывающих скважин (по имеющимся данным ГДИ проницаемость коллекторов низкая (1-6 мД)). Учитывая параметры и историю эксплуатации скважин в целом, прослеживается гидродинамическая связь между скважинами, восточная часть залежи менее подвержена влиянию закачки, что сопровождается снижением пластового давления и как следствие снижение дебита нефти. Основная добыча нефти ведется в основном из елецких отложений, так как законский горизонт практически весь обводнен по причине выработки.

## **Заключение**

Тема курсовой работы – «Построение профилей Мармовичского месторождения по Елецко- задонскому горизонту». В ходе выполнения работы мы научились искать и выбирать необходимый геологический материал, правильно его комплектовать и реферировать, делать геологическое описание объекта, выполнять графические построения, строить геологический профиль по структурной карте, научились читать геологические карты и разрезы. Можно сказать, что мы приобрели ценный навык построения профилей, который пригодится в дальнейшем при работе над дипломным проектом.



## Список используемой литературы

1 Подсчет промышленных запасов нефти и попутного газа Речицкого месторождения и перспективных запасов Осташковичской и Тишковской структур по состоянию на 01.01.1966 г.: Отчет (в 3 книгах и 2-х папках) / Комплексная тематическая экспедиция Управления геологии при Совете Министров БССР; Авторы отчета В.Г. Акулич, А.А. Алексеева, Л.П. Полторакина, А.Ш. Хайбуллин. – Минск, 1966.

2 Протокол ГКЗ СССР № 4929 от 22.06.1966 г. Речицкое месторождение / РУП “Производственное объединение “Белоруснефть”. – Гомель, 1966.

3 Подсчёт запасов нефти и газа по месторождениям УССР и БССР. Подсчет запасов нефти Речицкого месторождения по состоянию на 01.07.1969 г.: Отчет о НИР (в 6 книгах и 5 папках) / УкрНИИПНД; Авторы отчета Р.Н.Засадный, Л.И.Мельник, Г.Л.Кошлак, В.Н.Курганский. – Киев, 1969.

4 Тектоника Белоруссии. Под редакцией Р.Г. Гарецкого. – Мн.: Наука и техника, 1976. – 200 с.

5 Отчет о сейсмических исследованиях, проведенных партиями 1/60 и 1/61 на Речицкой площади (МОВ, РНП), партией 1/60 на Восточно-Первомайской площади (МОВ) и по региональному профилю I-I (МОВ, КМПВ) в Речицком и Хойникском р-нах, Гомельской обл. / ТГФ: автор отчета Байовский Т.М. – Гомель, 1962.

6 Отчетный баланс запасов нефти и растворенного газа за 1973 год по объединению “Белоруснефть”: Отчет (в 2-х книгах и одной папке) / Производственное объединение “Белоруснефть”. – Инв. № 482. – Гомель, 1974.

7 Отчетный баланс запасов нефти, конденсата и газа за 1983 год по объединению “Белоруснефть”: Отчет (в 2-х книгах и одной папке) / Производственное объединение “Белоруснефть”. – Гомель, 1983.

8 Объяснительная записка к переводу запасов нефти по месторождениям БССР в высокие промышленные категории / Производственное объединение “Белоруснефть”. – Гомель, 1983.