

Казанский Федеральный Университет.

Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов

Kazan Federal University.

Department of oil & gas technology and carbon materials

Российское газовое общество

Russian Gas Society

**Интенсификация притока за счет паротеплового воздействия на
призабойную зону пласта на примере месторождения Катангли. Часть 1**

**Stimulation of the inflow due to the steam-thermal effect on the bottomhole
formation zone on the example of the Katangli field. Part 1.**

Алзамили Хуссейн Кхамиеес, Alzamily Hussain Khamiyes¹

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich²

бакалавр кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов¹

кандидат технических наук, доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных
материалов, Член Экспертного совета Российского газового общества (РГО), и.о.

руководителя группы «Водородная и альтернативная РГО, профессор РАЕ²

E-mail: kemalov@mail.ru

Аннотация Обеспечение высоких коэффициентов нефтеотдачи и поддержание высоких темпов добычи нефти невозможно без разработки новых, более современных методов воздействия на нефтяной пласт и призабойную зону скважин. В работе содержится анализ эффективности разработки паротепловым воздействием на II пласт II блока на месторождении Катангли: выбор оптимального размера закачки пара по скважинам, анализ и наблюдение за степенью вытеснения нефти из пласта. Также предлагается применить новый метод на исследуемом объекте - закачка карбамида в паронагнетательные скважины, с целью увеличения нефтеотдачи пласта.

Abstract: Ensuring high oil recovery factors and maintaining high rates of oil production is impossible without the development of new, more modern methods of influencing the oil reservoir and the bottomhole zone of wells. The paper contains an analysis of the effectiveness of the development of steam-thermal impact on the II reservoir of the II block at the Katangli field: the choice of the optimal size of steam

injection by wells, analysis and monitoring of the degree of oil displacement from the reservoir. It is also proposed to apply a new method on the object under study - the injection of urea into steam injection wells, in order to increase the oil recovery of the reservoir.

Ключевые слова: интенсификация, нефть, приток, пласт

Keywords: stimulation, oil, inflow, formation

Введение (Introduction)

В настоящее время во многих нефтедобывающих странах разработаны и получили широкое практическое применение методы повышения нефтеотдачи пластов, позволяющие достичь наиболее полного нефтеизвлечения, чем при обычном заводнении. Для извлечения высоковязкой нефти, залегающей на небольших глубинах, получили широкое распространение тепловые методы воздействия на нефтяные пласты (закачка перегретого пара, горячей воды, внутрипластовое горение). Наиболее изученным и внедрённым в нефтяную практику является метод закачки пара. Существенным недостатком паротеплового воздействия на нефтяной пласт является высокая энергоёмкость этого метода. Поскольку топливно-энергетические затраты в основном определяются геолого-техническими условиями месторождений, основной резерв в снижении себестоимости дополнительно извлекаемой нефти может заключаться в разработке методов интенсификации паротеплового воздействия.

Значительная часть нефти месторождения Катангли обладает большой плотностью и вязкостью, что сильно сказывается на режиме разработки данного месторождения. Долгие годы разработка месторождения шла на естественном режиме.

В 1968-1969 гг. на месторождениях Сахалина были начаты работы по опытно-промышленному внедрению паротепловых методов воздействия на пласты в сочетании с заводнением. Внедрение нового метода разработки дало возможность существенно увеличить извлекаемые запасы нефти. С 1969 года производится закачка пара, а с 1984 года под тепловое воздействие задействованы залежи нефти II блока, наибольшая нефтеотдача на данный момент 32,9 %.

1. Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Нефтяное месторождение Катангли расположено на восточном побережье Северного Сахалина в 250 км к югу от г. Охи - центра нефтяной и газовой промышленности острова. В административном отношении оно входит в Ногликский район Сахалинской области. Ноглики является крупным посёлком городского типа, имеющим районное значение.

Ближайший от месторождения населённый пункт - посёлок Катангли, расположенный в 7 км к западу от Набильского залива и в 18 км к юго-востоку от районного центра посёлка Ноглики.

Ближайшими месторождениями являются: нефтяное месторождение Уйглекуты, примыкающее с севера непосредственно к Катанглийскому; нефтегазовое месторождение Набиль, расположенное в 20 км к юго-востоку; нефтегазоконденсатное месторождение Монги, находящееся в 60 км севернее и газонефтяное месторождение Восточное Даги, расположенное в 70 км к северо-западу. Обзорная карта размещения месторождений северного Сахалина и шельфа приведена на рис. 1.

Рассматриваемый район представляет собой полого всхолмленную местность, ограниченную с запада северо-восточным склоном Набильского хребта, с северо-запада рекой Тымь, с востока берегом Охотского моря. Климат района обычный для Северного Сахалина короткое лето и продолжительная суровая зима с частыми снегопадами и буранами.

Энергоснабжение нефтяного промысла и поселка Катангли осуществляется с помощью газотурбинной станции, мощности которой хватает для производственных и потребительских целей.

Вблизи месторождения Катангли имеются необходимые строительные материалы, такие как песок, гравий, глина, которые используются на местные нужды при отсыпке дорог, приготовления бетона и глинистых растворов.

Катанглийское месторождение приурочено к одноименной Катанглийской антиклинальной складке, входящей в состав Ногликско-Катанглийской зоны.



Рисунок 1 - Обзорная карта размещения месторождений северного Сахалина и шельфа

Ногликско-Катанглийская антиклинальная зона расположена на южном периклинальном окончании Дагинского поднятия и имеет протяженность с юга на север 16 - 17 км. Антиклинальная зона простирается в северо-северо-западном направлении вдоль крупного разрыва, осложняющего ее западное крыло.

В состав Ногликско-Катанглийской антиклинальной зоны условно выделяются три антиклинальные складки (с севера на юг): Ногликская, Уйглекутская и Катанглийская, общей особенностью которых является наличие у каждой из них хорошо выраженной южной периклинали и полное отсутствие северной.

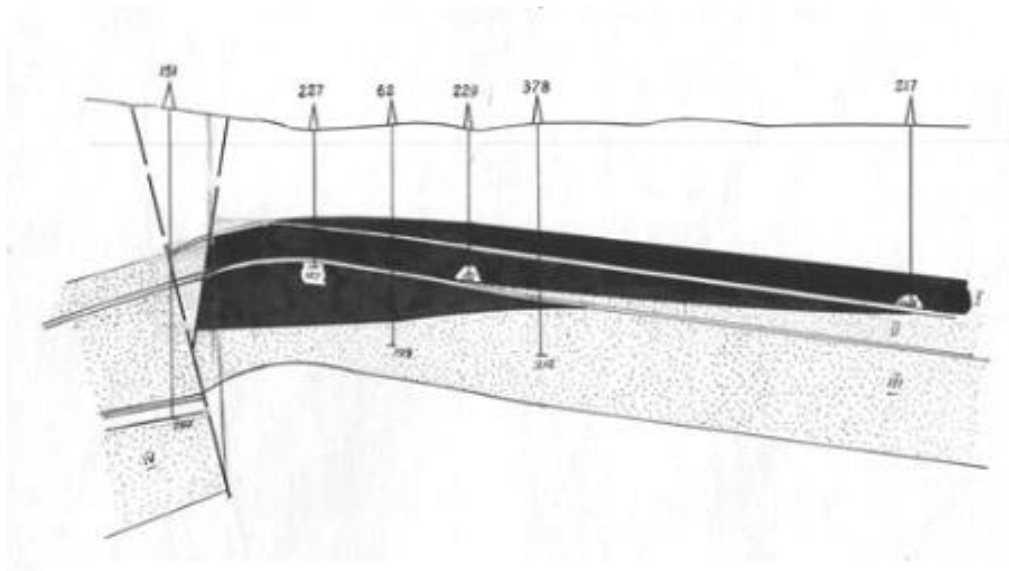


Рисунок 2 - Геологический разрез по линии скважин №№ 151-217



Рисунок 3 - Геологический разрез по линии скважин №№ 168-366

1.2 Стратиграфия

Непосредственно, в пределах Катанглийского месторождения вскрыты отложения мелового, палеогенового и неогенового возраста.

Меловая система.

Отложения мела вскрыты на глубине 2695 м, вскрытая толщина их 710 м и представлены породами верхнего мела.

Верхний отдел (К2).

Отложения верхнего мела вскрыты скважиной № 700 толщина 710 м.

По литологической характеристике подразделяются на две толщи: нижняя - толща 470 м и верхняя - 250 м.

Нижняя толщина представлена чередованием алевролитов, аргиллитов и песчаников, при подчиненном значении последних. Аргиллиты темно-серые до черных, иногда с зеленоватым оттенком, крупные, оскольчатые. Алевролиты зеленовато-серые, темно-серые, сильно песчанистые с трещинами, выполненными кальцитом.

Верхняя толщина сложена преимущественно сильно песчанистыми алевролитами. Алевролиты темно-серые с зеленоватым оттенком и слабо выраженной косою слоистостью. Почти все разности пород разбиты трещинами, выполненными кальцитом.

Палеогеновая система.

Отложения палеогенового возраста представлены породами верхнего отдела (олигоцен).

Олигоцен (РЗ).

Отложения олигоцена представлены породами мачигарской свиты.

Мачигарская свита (РЗ mg).

Отложения мачигарской свиты со стратиграфическим и, возможно, небольшим угловым несогласием, ложатся на эродированную поверхность мела.

Свита, представлена неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников и конгломератов. Конгломераты серые и темно-серые, массивные, мелкогалечные, участками переходящие в гравелиты с включениями мелкой гальки. По своему составу конгломераты полимиктовые. В них преобладают изверженные породы - андезиты, базальты, диориты и осадочные породы (песчаники и алевролиты), весьма сходные с подстилающими меловыми образованиями. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, массивные, иногда косослоистые с включением гравия, мелкой угловатой гальки, стяжений пирита и крупных скоплений углефицированных растительных остатков. Толщина прослоев песчаников более 2,5 м. Аргиллиты светло-серые с желтоватым оттенком, кремнистые, крепкие, иногда чередуются с алевролитами, образуя темную слойку. Из фаунистических остатков в породах свиты, обнаружены только фораминиферы. Толщина свиты составляет 131 м.

Неогеновая система.

Эти отложения представлены породами миоценового возраста (N1). Вскрытый скважинами разрез подразделяется на даехуриинскую, уйнинскую, дагинскую и окобыкайскую свиты. Толщина вскрытых отложений около 2620 м. В целом разрез неогена слагают терригенные породы песчано-глинистого состава.

Даехуриинская свита (N1 dh).

Нижняя граница свиты, выражена отчетливо и характеризуется сменой песчаных отложений мачигарской на глинистые даехуриинской свиты. Отложения свиты, представлены неравномерным чередованием алевритистых аргиллитов и глинистых алевролитов при преобладании последних. Аргиллиты и алевролиты серые, темно-серые, иногда с буроватым оттенком, крепкие, сцементированные слюдисто-глинистым материалом с примесью кремнистого вещества. Толщина эта исключительно монотонная, лишь изредка в ней встречаются мергелистые конкреции, стяжения пирита и мелкий углефицированный растительный детрит. Толщина отложений 180 м.

Уйнинская свита (N1 un).

Свита условно подразделяется на две толщи: нижнюю и верхнюю.

Нижняя толщина сложена однообразными, массивными, неяснослоистыми, темно-серыми, почти черными аргиллитами и глинистыми алевролитами с включениями мелкого углефицированного растительного детритуса, мелких конкреций сидерита, стяжений пирита. Трещины обычно выполнены кальцитом.

Верхняя толщина представлена неравномерным переслаиванием серых мелкозернистых, алевритистых песчаников, песчаных алевролитов, темных оскольчатых глин и аргиллитов.

Аргиллиты темно-серые до черных, алевритистые и песчанистые, тонкослоистые, плотные. Содержат довольно мелкий углефицированный детритус. Алевролиты темно-серые, песчанистые, глинистые, плотные, тонкослоистые и массивные, часто с включениями обуглившихся растительных остатков. Песчаники серые и светло-серые, мелкозернистые, залегают в виде тонких прослоев в чередовании с аргиллитами и алевролитами.

Среди пород верхней толщины имеются прослой глин, а также отмечаются стяжения пирита, конкреции сидерита. Общая толщина свиты 751 м.

Дагинская свита (N1 dg).

Непосредственно нефтесодержащими являются отложения дагинской свиты. Дагинская свита, представлена чередованием песков, песчаников, алевролитов, глин и аргиллитов, с прослоями угля в средней части. Общая толщина отложений 1676 м. В разрезе свиты выделяется двадцать песчаных и песчано-алевритовых пластов, разделенных пластами глин и аргиллитов.

Разрез дагинской свиты разделяется, на три подсвиты (снизу вверх): подугленосную - толщиной 840 м, включающую в себя XI-XX пласты; угленосную - толщиной 560 м, включающую IV-X пласты; надугленосную - толщиной 140 м, включающую I-III пласты.

Подугленосная, подсвита, с подстилающими отложениями уйнинской свиты, связана постепенным переходом. Отложения, подсвиты, представлены неравномерным переслаиванием глинисто-алевролитовых и песчаных пластов. Имеются мелкие маломощные прослой бурого и каменного угля и гравелитов.

Угленосная подсвита характеризуется наличием пластов бурых и каменных углей. Отложения, подсвиты, представлены неравномерным чередованием песков, песчаников, алевролитов и глин. Надугленосная подсвита представлена песками и слабоуплотненными песчаниками неяснослоистыми, мелкозернистыми, слюдистыми и глинистыми, с редкой галькой и гравием. Пески иногда содержат маломощные глинистые разделы, а иногда прослой бурого угля. На Катанглийском месторождении к песчаным пластам надугленосной подсвиты приурочены промышленные скопления нефти. В подсвите выделяются три песчаных пласта I, II, III. Общей закономерностью всех трех пластов является постепенное увеличение толщины от присводовой части складки к крыльям.

I, II, III. представлен песками темно-серого и серого цвета, тонкозернистыми и мелкозернистыми, алевритистыми, рыхлыми, с тонкими прослоями песчаников мелкозернистых, алевритистых, с редкими прослоями глин.

Толщина пласта изменяется в пределах от 0 до 29 м. уменьшение толщины пласта до 0 связано с размывом пласта в наиболее приподнятой части складки, а также с размывом на западном крыле III блока.

Окобыкайская свита (N1 ok).

Нижняя граница окобыкайской свиты проводится по подошве конгломератов, лежащих в основании глинистой толщины.

Окобыкайская свита перекрывает с размывом подстилающие отложения, что подтверждается наличием конгломератов на контакте этих свит в обнажениях и поднятом керне, а также отсутствием I, II, III пластов дагинской свиты в сводовых частях отдельных блоков. Во всех изученных разрезах свита представлена глинами синевато-темно-серого цвета, плохо отсортированными, песчаниками, содержащими скопления и отдельные зерна гравия, и рассеянную гальку. В северной части свиты число и толщина прослоев песчаников и алевролитов возрастает. Вскрытая толщина окобыкайской свиты около 200 м.

Геолого-промысловая характеристика пластов.

Таблица 1 - Типы залежей месторождения Катангли

Пласт	Блок	Глубина Залегания пласта в своде (абс.отм.), м	Высотное Положение ВНК (абс.отм.), м	Размеры залежей, м			Тип залежи
				длина	ширина	высота	
I	I	13	102	1845	1060	89	Пластовая, тектонически экранированная, частично стратиграфически ограниченная
	II	52	160	1445	760	108	Пластовая, тектонически экранированная, частично стратиграфически ограниченная
	II ^a	54	113	170	505	59	Пластовая, тектонически экранированная

	III	40	160	1455	655	120	Пластовая, тектонически экранированная, частично стратиграфически ограниченная
II	I	22	51	485	460	29	Массивно-пластовая, тектонически экранированная
	I ^б	31	51	295	415	20	Пластовая, тектонически экранированная, водоплавающая
	II	65	143	810	520	78	Массивно-пластовая, тектонически экранированная
	II ^а	84	125	150	435	41	Массивно-пластовая, тектонически экранированная
	III	50	143	995	510	93	Массивно-пластовая, тектонически экранированная, частично стратиграфически ограниченная
III	I	46	51	240	165	5	Массивно-пластовая, тектонически экранированная, водоплавающая
	II	87	143	685	355	56	Массивно-пластовая, тектонически экранированная, водоплавающая
	II ^а	110	125	120	385	15	Массивно-пластовая, тектонически экранированная, водоплавающая
	III	80	143	720	415	53	Массивно-пластовая, тектонически экранированная, водоплавающая

1.3 Тектоника

Месторождение Катангли антиклинальная складка представляет собой асимметричную брахиантиклиналь протяженностью 6,5 км. Ось складки простирается в северо-западном направлении.

Восточное крыло относительно пологое (8-10°), западное более крутое с углами падения до 20°-30°, осложненное взбросом I северо-западного простирания. Альтитуда взброса изменяется от 60 до 140 м, плоскость сместителя падает на северо-восток под 60° на юге и 40° на севере.

Другими, наиболее крупными разрывами, являются сброс I и взброс 2 и которые делят месторождение на три основных блока - I, II и III.

Плоскость сместителя сброса I падает на северо-запад под углом 70-80°. Альтитуда сброса изменяется от 70-80 м (у регионального взброса I) до 20 м (на восточном крыле).

Взброс 2 западно-северо-западного простирания. Альтитуда его составляет 20-50 м. поверхность смесителя падает под углом ~ 40°.

Кроме того в I блоке (сводовая часть складки) зафиксировано четыре мелких разрыва взбросового характера Ia, Ib, Iv и Ig, которые затухают к поверхности и в восточном направлении. Все сбросы подсечены скважинами.

Сброс Ia подсечен в скважине № 272 на глубине 159 м, альтитуда его 20 м.

Сброс Ib подсечен в скважине № 651 на глубине 131 м, альтитуда его 30 м.

Сброс Iv подсечен в скважине № 326 на глубине 64 м, альтитуда его 10 м.

Сброс Ig, ограничивающий I блок, подсечен скважиной № 294 на глубине 115 м, альтитуда его 30 м.

Во II блоке также зафиксировано два сброса - 2а и 2б. Падение плоскости сместителя сброса 2а на юго-восток, альтитуда его 50 м.

Сброс 2б скважинами не подсечен и проведен на основании структурных построений, а также по отсутствию продукции во II пласте.

Таким образом, на месторождении установлено наличие нарушений сбросового и взбросового характера. Мелкие разрывные нарушения, как правило, опережают более крупные.

1.4 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

На месторождении Катангли высоты залежей изменяются в пределах 5-20 м до 120 м. Максимальная высота в II блоке по всем горизонтам (II пласт - 93 м). Также максимальные высоты отмечены в залежах I пласта. Скопления углеводородов относятся к типу пластовых, массивно-пластовых, тектонически-экранированных и частично стратиграфически ограниченных. Глубина залегания залежей (включая газовые) 30-700 м. Роль покрышки выполняет толща глинистых и песчано-глинистых пород окобыкайской свиты. Нефть насыщает поры в рыхлых песках и слабосцементированных песчаниках дагинского возраста, коллекторские свойства которых очень высоки.

При подсчете запасов Катанглийского месторождения взяты средние величины пористости, полученные при интерпретации промыслово-геофизического материала. Средняя величина открытой пористости определена для пласта I пласта - 0,31, для II пласта - 0,35, для III пласта - 0,38. Нефтенасыщенность определялась как средневзвешенная по промыслово-геофизическим данным скважин. Средняя величина нефтенасыщенности принята в расчетах для I пласта - 0,72, для II пласта - 0,68, для III пласта - 0,71.

Проницаемость коллекторов определялась по лабораторным и промысловым данным. Средняя величина проницаемости определена для I пласта - 0,649 мкм², для II пласта - 0,758 мкм², для III пласта - 0,845 мкм².

Говоря о фильтрационных свойствах пород нужно заметить, что преобладающая часть отложений продуктивного комплекса в районе отличается хорошими коллекторскими свойствами.

По классификации Г.И. Теодоровича песчаные пласты относятся преимущественно к классу хорошо проницаемых коллекторов. Открытая пористость составляет 18-33%, проницаемость чаще варьирует в пределах 1 мкм².

В результате разведочных и эксплуатационных работ на месторождении установлена нефтеносность трёх пластов в отложениях дагинской свиты - I, II и III, залегающих на глубинах от 30 до 240 м. Характерной особенностью продуктивных пластов является их монотонность и относительная выдержанность по площади и разрезу, за исключением зон, где II пласт размыт.

Залежи II пласта имеют нефтяную и водонефтяную зоны. Водонефтяные зоны в залежах II пласта занимают от 28 до 70 общей площади пласта (одну третью пласта). На месторождении вскрыт полностью разрез отложений, с которыми связаны перспективы нефтегазоносности, но кроме I, II и III пластов в отложениях дагинской свиты и нижележащих отложениях признаков нефтегазоносности не обнаружено.

Свойства поверхностных месторождений нефти по разрезу и по площади весьма близки между собой и являются тяжелыми, вязкими, высокосмолистыми, малосернистыми, малопарафинистыми. Удельный вес нефти определялся как средняя арифметическая величина по результатам анализов поверхностных проб.

Удельный вес нефти I пласта определялся по 35 пробам сепарированной нефти из 29 скважин, II - по 9 пробам из 7 скважин, III - по 10 из 9 скважин. Средняя величина по этим пробам для I пласта равна 936 кг/м³, для II - 938 кг/м³, для III пласта - 935 кг/м³.

Количество смолисто-асфальтеновых веществ в нефти I пласта довольно значительно. В нефти II и III пластов несколько занижено содержание асфальтенов, что не характерно для тяжелых нефтей. В нефти полностью отсутствуют бензиновые фракции, температура начала кипения в среднем 236 °С, выход фракций до 300 °С в среднем составляет 22 %.

Вязкость Катанглийской нефти очень высокая и при 20 °С нефть только капает. Содержание серы низкое и изменяется в пределах 0,46% - 0,65%, составляя в среднем 0,53%, содержание акцизных смол высокое от 38% до 44,5%, составляя в среднем 41%. Температура вспышки катанглийских нефтей 108-116 °С.

Объемный коэффициент пластовой нефти, в связи с тем, что глубинные пробы не отбирались, определялся по методике М.И.Максимова, при этом принималось, что на начало разработки залежи, нефть не содержала растворенного газа. По соответствующим графикам определялись поправки к плотности при среднем пластовом давлении и температуре пласта. Пересчетный коэффициент определялся делением единицы на объемный коэффициент. Таким образом, пересчетный коэффициент для нефтей месторождения Катангли практически равен единице. В связи с отсутствием замеров начального давления в залежах, среднее пластовое принималось равным гидростатическому.

Температура застывания нефтей ниже -20 °С. По групповому составу нефти относятся к нафтеноароматическому типу.

Нефти I, II и III пластов по своему химическому составу близки между собой и являются тяжелыми, высокосмолистым, малосернистыми и безпарафиновыми.

Средний удельный вес нефти II пласта составляет - 0,937 кг/см³.

Вязкость Катанглийской нефти очень высокая и при 20 °С по Энглеру нефть только капает. Среднее содержание в среднем: серы - 0,53, акцизных смол - 41%, температура вспышки - 108-116 °С.

В нефтеносных пластах I, II и III содержится законтурная вода. Низкие значения минерализации по II пласту объясняются, вероятно, тем, что в пробах пластовой воды содержатся примеси фильтрата бурового раствора. Значение минерализации очень близко по каждому пласту и в среднем колеблется от 28 до 15 мгэкв/100 г. Состав вод преимущественно хлоридный, натриевый, гидрокарбонатно-натриевого и хлоридно-кальциевого типов.

Таблица 2 - Физико-химическая характеристика воды

Плотность, кг/м ³	Содержание ионов, мгэв/л						Общая минерализация 0,15 %
	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺ + K ⁺	
	II пласт						
1001,1	84,2	0,3	16,2	1,8	0,3	93,6	13

Коэффициент открытой пористости определен как по материалам промысловой геофизики, так и в лаборатории. Пористость по скважинам рассчитывалась как средневзвешенная величина по интервалам интерпретации. Средняя величина открытой пористости для II пласта - 31,5 %.

Коэффициент нефтенасыщенности определялся также по промыслово-геофизическим данным. В качестве расчетных данных приняты среднеарифметические значения из средневзвешенных величин. Средняя величина для II пласта - 0,71.

Проницаемость определялась в лаборатории. Средняя величина проницаемости по II пласту - 0,554 мкм².

Толщина пласта увеличивается от сводовой части складки к крыльям. Общая толщина пласта 0-29 м, толщина нефтенасыщения до 26 м, водонефтяная - 11,7 м. От вышележащего I пласта он отделен глинистым прослоем толщиной 5-6 м, от III нижележащего пласта - 2-3 м.

Таблица 3 - Теплофизические свойства пород

Наименование	Горные породы	
	коллектор	окружающие
Средняя плотность, кг/м ³	2500	2400
Коэффициент температуропроводности, м ² /час	0,0038	0,0024
Коэффициент теплопроводности, кВт/м	2,5	2,9
Удельная теплоемкость, 1 кДж/ г	0,966	0,966

Запасы II пласта II блока.

По II пласту II блока месторождения Катангли числится балансовых запасов нефти категорий В+С1 на 01.01.2018 года в количестве 4080 тыс.т, извлеченных - 1796 тыс.т. Остаточные запасы категорий В+С1 составляют 1040 тыс.т, коэффициент использования запасов - 0,421, коэффициент нефтеотдачи - 0,185. Текущий коэффициент нефтеотдачи составляет 0,32, планируемый конечный коэффициент нефтеотдачи составит 0,012 - 0,09.

Таблица 4 - Состояние запасов на 01.01.2018 г.

	Балансовые, тыс.т.	Извлекаемые, тыс.т	Накопленная, тыс.т	Пласт II, блок II	Начальные запасы, тыс.т	Добыча нефти, тыс.т	Коэффициент нефти	Остаточные запасы, тыс.т	Темп отбора, %	Текущее извл. запасов, тыс.т
II - II	4080	1796	755,971	46,548	0,185	0,421	1086	1040	2,59	4,28

Показатели разработки II пласта - II блока.

По залежи имеется 385,209 т. остаточных извлекаемых запасов нефти. Разрабатывается с 12.02.51 г. (скв. № 358). С тех пор добыто 299,791 т. т нефти. Использовано 43,8 % извлекаемых запасов. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов составляет 5,93 %.

В 2017 году наблюдался небольшой рост темпов отбора, нефти, что связано с вводом в эксплуатацию новой скважины № 755 (+2305 т) и увеличением отборов нефти в северной присводовой части залежи. Этот объект (в присводовой части) еще в середине 80-х стал реагирующим на закачку пара в нижележащую залежь 3-2. Все приросты в добыче нефти по залежи до сих пор обусловлены, главным образом, отмеченным фактором. В 2017 году только по трем элементам (№№ 747, 777, 792) наблюдался рост реагирования по скважинам. Одним из решающих факторов недостаточной эффективности закачки пара по объекту является низкий

межремонтный период (МРП) добывающего фонда. Мизерные отборы жидкости не способствуют осуществлению нормального баланса «закачка - отборы». Наблюдается снижение добычи нефти в сводовой части залежи в районе скв. № 227, 774. Здесь необходимо в срочном порядке обустроить и ввести под закачку пара скв. № 775. Нагнетательный фонд скважин составлял 8 скважин, из них в действующем фонде - 6 скважин.

Заключение (Conclusion)

По-прежнему неустойчиво работает основной фонд скважин, расположенный в пределах теплового поля. По сути, данные скважины по настоящему не освоены, по ним высока частота подземных ремонтов и весьма низкий межремонтный период. Меры, предпринимаемые НГДУ "Катанглинефтегаз" - увеличение числа бригад ПРС и, соответственно, числа самих ПРС, пока не привели к нормальному результату. Не улучшили ситуацию и мероприятия по спуску внутрискважинных фильтров лазерной нарезки. Необходим тщательный анализ причин. Анализ фракционного состава песка показывает, что основные фракции все же проходят через большие (0,7 мм) щели фильтра. Эксплуатационный фонд составляет 39 скважин, в т.ч.: действующих - 38, в бездействии - 1, в консервации - 3. Под нагнетанием находятся скважины №№ 720, 747, 777, 792 - всего закачано пара в нагнетательные скважины - 43,459 тыс.т.

Список литературы (References):

1. Абчук, В.А. Интенсификация: принятие решений. Научно-практическое пособие для руководителя / В.А. Абчук, В.А. Бункин. - М.: Лениздат, 2016. - 174 с.
2. Акимов, В.Ф. Измерение расхода газонасыщенной нефти: моногр. / В.Ф. Акимов. - М.: [не указано], 2018. - 606 с.
3. Батлер, Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов / Р.М. Батлер. - М.: Регулярная и хаотическая динамика, Институт компьютерных исследований, 2018. - 910 с.
4. Богомольный, Е.И. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин / Е.И. Богомольный. - М.: Недра, 2016. - 448 с.
5. Булатов, А.И. Англо-русский словарь по нефти и газу / А.И. Булатов. - М.: РУССО, 2017. - 400 с.
6. Бунич, Игорь 500-летняя война в России. Комплект из трех книг. Книга 2. Бегство с добычей. Кейс президента. Меч президента. / Игорь Бунич. - М.: А.С.К., Облик, 2018. - 400 с.
7. Глушков Анализ проблемы поиска альтернативы нефти и природному газу / Глушков, Александрович Владимир. - М.: Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2017. - 200 с.
8. Грей Добыча нефти / Грей, Форест. - М.: Олимп-Бизнес, 2019. - 416 с.
9. Грей, Форест Добыча нефти / Форест Грей. - М.: Олимп-Бизнес, 2018. - 416 с.
10. Гулишамбаров, С.Й. Законы касающейся добычи хранения, переработки и транспортировки нефти: моногр. / С.Й. Гулишамбаров. - М.: Нобель Пресс, 2017. - 569 с.
11. Ергин, Даниел Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Даниел Ергин. - М.: Альпина Паблишер, 2019. - 994 с.
12. Ергин, Дэниел Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть (подарочное издание) / Дэниел Ергин. - М.: Альпина Паблишер, 2016. - 956 с.

13. Ергин, Дэниел Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть (эксклюзивное подарочное издание) / Дэниел Ергин. - М.: Альпина Паблишер, 2017. - 944 с.
14. Ергин, Дэниел Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Дэниел Ергин. - М.: Альпина Паблишер, 2016. - 956 с.
15. Ергин, Дэниел Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Дэниел Ергин. - М.: Альпина Паблишер, 2016. - 960 с.
16. Золя, Эмиль Карьера Ругонов. Добыча / Эмиль Золя. - М.: Художественная литература, 2018. - 528 с.
17. Каминский, Э.Ф. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты / Э.Ф. Каминский, В.А. Хавкин. - М.: Техника, 2018. - 384 с.
18. Кнышевский Добыча. Тайны германских репараций / Кнышевский, Павел. - М.: Соратник, 2017. - 144 с.
19. Леффлер, Уильям Глубоководная разведка и добыча нефти / Уильям Леффлер, Ричард Паттароззи, Гордон Стерлинг. - М.: Олимп-Бизнес, 2018. - 252 с.
20. Лобов, А.Г. Нефть и газ. Мировая история / ред. И.И. Мазур, А.Г. Лобов. - М.: Земля и Человек XXI век, 2016. - 896 с.
21. Малофеев, Г. Е. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи / Г.Е. Малофеев, О.М. Мирсаетов, И.Д. Чоловская. - М.: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", Институт компьютерных исследований, 2017. - 224 с.
22. Молчанов, А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа / А.Г. Молчанов. - Москва: СПб. [и др.] : Питер, 2018. - 588 с.
23. Норман, Дж. Хайн Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Норман Дж. Хайн. - М.: Олимп-Бизнес, 2019. - 734 с.
24. Норман, Дж. Хайн Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Норман Дж. Хайн. - М.: Олимп-Бизнес, 2017. - 752 с.

25. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. - М.: Недра, 2017. - 653 с.
26. Поляков, Г. А. Модели и прогнозные оценки перспектив добычи нефти / Г.А. Поляков, Т.В. Полякова. - М.: Российская политическая энциклопедия, 2018. - 152 с.
27. Пороскун, В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко. - М.: М.-Тверь: ВНИГНИ/Тверьгеофизика, 2019. - 130 с.
28. Строганов, Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. - М.: Недра, 2016. - 415 с.
29. Хавкин, А. Я. Нанотехнологии в добыче нефти и газа / А.Я. Хавкин. - М.: Спутник, 2019. - 150 с.
30. Хайн, Норман Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Хайн Норман Дж.. - М.: Олимп-Бизнес, 2017. - 316 с.