

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

(СПБГУ)

Институт наук о Земле

Кафедра геологии месторождений полезных ископаемых

Тихонова Анна Александровна

**Особенности геолого-промысловых характеристик ачимовских
отложений Уренгойского НГК месторождения и их влияние на выбор
схемы разработки**

Выпускная бакалаврская работа
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

«К ЗАЩИТЕ»

Научный руководитель:
к.г.-м.н., доц. Ю.Э. Петрова

(подпись руководителя)
« » 2017

Научный руководитель
направления «Нефтегазовое дело»:
к.г.-м.н., доц. А.А.Крылов

(подпись руководителя)
« » 2017

Санкт-Петербург

2017

Аннотация

В данной работе рассмотрены геология и нефтегазоносность Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, в частности ачимовского горизонта. Представлены геолого-физические, литолого-петрофизические характеристики ачимовских пластов, проведен аналитический обзор коллекторского потенциала по пластам. Рассмотрены методы разработки залежей газа, газового конденсата и нефти в данных отложениях Уренгойского месторождения, а также других районов Западной Сибири. Обобщены наиболее эффективные технологии вскрытия продуктивных пластов и интенсификации притока. Приведены предложения по разработке ряда пластов.

Объём дипломной работы 71 стр., на которых размещены 14 рисунков и 10 таблиц. При написании работы использовались 16 источников.

В работу входят введение, 5 глав, 4 вывода по написанным главам, итоговое заключение.

Во введении раскрывается актуальность исследования по выбранному направлению, цель и задачи работы, материальная база.

Ключевые слова: ачимовские отложения, углеводороды, газ, газоконденсат, нефть, залежь, разработка.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УРЕНГОЙСКОМ НГКМ.....	5
2 СОСТОЯНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ.....	8
2.1 Геофизические исследования.....	8
2.2 Бурение.....	8
2.3 Отбор и исследования керна.....	10
Вывод.....	10
3 ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ.....	12
3.1 Геологическое строение месторождения.....	12
3.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений....	12
3.1.2 Тектоника.....	20
3.2 Нефтегазоносность.....	22
3.2.1 Характеристика залежей ачимовских отложений.....	25
3.2.2 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств пластов.....	31
3.2.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов.....	38
3.2.4 Запасы углеводородов по залежам ачимовских отложений.....	39
Вывод.....	41
4 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ.....	42
4.1 Геолого-физическая характеристика пластов.....	42
4.2 Литолого-петрофизическая характеристика коллекторов.....	45
Вывод.....	49
5 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРАБОТКИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ.....	51
5.1 Разработка ачимовских отложений на Уренгойском месторождении.....	51
5.2 Разработка ачимовских отложений на других месторождениях.....	59
5.3 Предложения по разработке.....	63
Вывод.....	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	68
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	69

ВВЕДЕНИЕ

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, как и большинство уникальных месторождений на севере Западной Сибири, вошло в стадию падающей добычи. Эта проблема решается не только введением в эксплуатацию новых площадей, но и освоением более глубоких, чем традиционные сеноманские и валанжинские, ачимовских пластов, которые становятся своего рода «третьим дыханием» месторождений. Продуктивность данных отложений была подтверждена на обширной территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в них сосредоточены колоссальные запасы газа. Ряд факторов (глубина более 3,5 км, аномально высокие пластовое давление (АВПД) и температура, сложное геологическое строение, многофазное состояние залежей) определяют трудности освоения ачимовских залежей. К примеру, большое количество примесей в газе требует уделять особое внимание его очистке. В то же время этот геологический горизонт является ценным источником газового конденсата, содержание которого здесь превышает 300 г/м³.

Цель работы: изучить основные геолого-промысловые характеристики ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения и выяснить, как они влияют на выбор схемы разработки залежей УВ.

Поставленные задачи:

- 1) Ознакомиться с геолого-геофизической изученностью и общей геологией месторождения.
- 2) Рассмотреть особенности нефтегазоносности ачимовских отложений и месторождения в целом.
- 3) Изучить геолого-физические, литолого-петрофизические характеристики продуктивных ачимовских пластов.
- 4) Выявить связь рассмотренных характеристик с выбором схемы разработки, изучив особенности методов разработки.
- 5) Предложить наиболее оптимальную схему разработки ачимовских пластов Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

В настоящей работе использованы фактические материалы, собранные в период прохождения производственной практики в ГПУпРАО ООО «Газпром добыча Уренгой»: результаты интерпретации ГИС по 204 скв., исследования керна по 59 скв., а также литературные данные.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УРЕНГОЙСКОМ НГКМ

В административном отношении Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) находится на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа (рис. 1). Месторождение расположено в Уренгойском нефтегазоносном районе Надым-Пурской нефтегазоносной области.

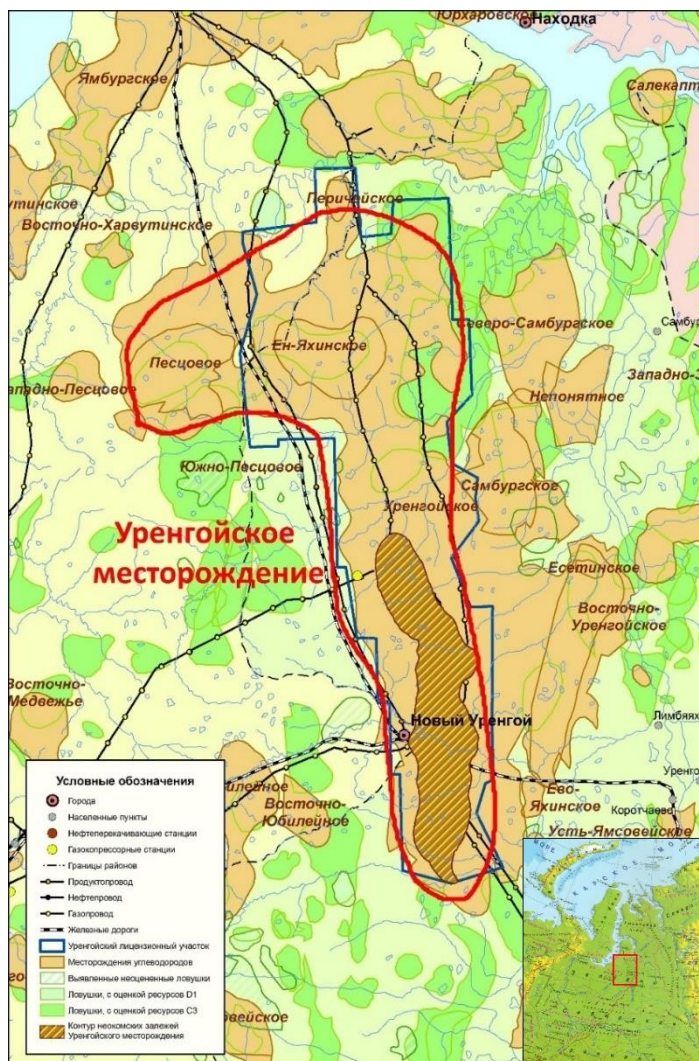


Рисунок 1 План расположения Уренгойского месторождения – выделен красным контуром [15]

Уренгойское НГКМ, включая восточный склон одноименного вала (Восточно- и Ново-Уренгойское месторождения), в географическом отношении расположено в северной части Западно-Сибирской низменности, в бассейне реки Пур.

Ближайшим к объекту является город Новый Уренгой, расположенный в юго-западной части месторождения. Он является одним из крупнейших на севере Тюменской области, через него проходит железная дорога от Тюмени и далее на Ямбург. В Новом Уренгое находится газодобывающее предприятие ООО «Газпром добыча Уренгой».

В экономическом отношении район работ относится к числу интенсивно осваиваемых. Из приоритетных направлений в настоящее время наибольшее развитие имеет газодобывающая промышленность со всеми вспомогательными отраслями.

Уренгойское НГКМ было открыто в 1966 г. Его промышленная разработка осуществляется более 30 лет: сеноманская залежь находится в эксплуатации с 1978 г., отбор газа, конденсата из валанжинских залежей ведется с 1980 г., разработка газоконденсатных залежей нижнемелового продуктивного комплекса Уренгойского месторождения с разработкой нефтяных оторочек начата в январе 1985 г. Все это способствовало развитию инфраструктуры местности.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Северо-Уренгойское (40 км к северу), Тазовское (70 км к северо-востоку), Юбилейное (60 км к западу), Ямбургское (100 км к северо-западу), Заполярное (100 км к востоку).

Природно-климатические условия рассматриваемого региона обусловлены его северным положением и связанным с этим незначительным притоком солнечной радиации, а также повышенной циклонической деятельностью и равнинным характером подстилающей поверхности. Влияют на формирование климата многолетняя мерзлота, близость холодного Карского моря, обилие болот, озер и рек. Значительное воздействие оказывает континент, что проявляется в хорошо выраженных зимне-летних особенностях трансформации воздушных масс и континентальности климата.

Среднегодовая температура воздуха отрицательная – минус 7,8 °С. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь – минус 63 °С, абсолютный максимум – на июль (плюс 34 °С).

В гидрогеологическом отношении рассматриваемая территория находится в северной части Западно-Сибирского артезианского бассейна, представляющего собой гидродинамическую систему, объединяющую серию водоносных горизонтов и комплексов. Особенностью его является наличие мощной толщи водоупорных глинистых отложений олигоцен-турона, разделяющих разрез мезокайнозоя на верхний и нижний гидрогеологические этажи.

По территории Уренгойского месторождения проходят нитки магистральных газопроводов: Заполярное – Уренгой, Уренгой – центр I, Уренгой – Грязовец, Уренгой I – УКПГ-13 и конденсатороводов: Уренгой – УКПГ-10, Ямбург – Уренгой II, Уренгой – Сургут I. Трубопроводы пересекают рассматриваемую площадь с севера на юг. На месторождении построено и эксплуатируется 14 УКПГ, 16 компрессорных станций и две нефтеперекачивающие станции.

В настоящее время объектами разработки Уренгойского месторождения являются сеноманская и валанжинская залежи, а также нефтяные оторочки нижнемелового продуктивного комплекса. Для обеспечения добычи газа, газоконденсата и нефти на территории месторождения построены (отдельные объекты строятся или запроектированы к строительству) и эксплуатируются газовые, газоконденсатные и нефтяные скважины, газосборные шлейфы и коллектора, газо- и конденсатопроводы, установки комплексной подготовки газа (УКПГ), дожимные насосные и компрессорные станции (ДКС и ДНС), центральные пункты сбора нефти (ЦПС), завод по переработке нестабильного конденсата (ЗПК) [15].

2 СОСТОЯНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

2.1 Геофизические исследования

Первые геофизические исследования Уренгойского района включали государственную гравиметрическую и магнитометрическую съемки масштаба 1:1000000, выполненные в течение 50-х гг. В результате их проведения были выделены структуры I порядка. В 60-х гг. выполнена электроразведка методом теллурического профилирования (МТП), рекогносцировочная и детальная сейсморазведка МОВ - был разведан и оконтурен Уренгойский вал. В 1966 г. открыта Уренгойская сеноманская залежь газа (скв. 2). Площадными работами МОВ были получены первые сведения о строении меловых и верхнеюрских отложений и в начале 70-х гг. в ходе дальнейших поисково-разведочных работ были открыты многочисленные залежи УВ в альб-сеноманском, неокомском, среднеюрском продуктивных комплексах. В связи со сложным строением продуктивных пластов и необходимостью доразведки месторождения возникла потребность дальнейшего изучения района различными геолого-геофизическими методами: сейсморазведочными работами МОВ ОГТ кратностью 6, 12, 24, 48.

В 70-х гг. региональными маршрутными работами КМПВ получены представления о глубинном геологическом строении и была определена общая мощность осадочного чехла Уренгойского района. В 1974 г. проведена аэромагнитная съемка масштаба 1:200000, а в 1980-1984 гг. гравиметрическая масштаба 1:200000.

В 1987–2004 гг. проведены площадные сейсморазведочные исследования МОГТ-2D повышенной кратности в масштабах 1:100000 и 1:50000, выделен ряд ловушек структурно-литологического типа в шельфовых, ачимовских и меловых отложениях.

С середины 90-х гг. и по настоящее время в пределах Уренгойского региона проводится сейсморазведка МОГТ-3D, выполнено 13 площадных съемок [16].

2.2 Бурение

В 1975 г. в центре Северо-Уренгойского поднятия была заложена поисковая скважина 99, в которой произошло аварийное фонтанирование газоконденсатной смесью. Она явилась в 1976 г. первооткрывательницей нового продуктивного горизонта, где в

отложениях ачимовской толщи, вскрытой на глубине 3472 м и испытанной в интервале от 3472 до 3482 м в открытом стволе, была открыта газоконденсатная залежь в пласте Ач₁.

В 1978 г. до глубины 3714 м (почти до самой кровли тюменской свиты) пробурена скважина 95 - первооткрывательница нефтегазоконденсатной залежи пласта Ач₃₋₄ берриас-валанжинских отложений. При опробовании песчано-алевритовых пород пласта в интервале от 3555 до 3572 м получили фонтан газоконденсата ($Q_{гк}=165,34$ тыс.м³/сут; $Q_{ст.к.}=83,09$ м³/сут на штуцере 8,2 мм), подтвердили наличие в ачимовских отложениях аномально высоких пластовых давлений (60,63 МПа).

На Северо-Уренгойском поднятии отложения ачимовской толщи были вскрыты семью скважинами (95, 99, 125, 253, 254, 255, 510). Скважины 254 и 510 вскрыли водоносную часть ачимовской толщи. Скважина 253 на юго-западном крыле Северо-Уренгойского поднятия вскрыла верхи тюменской свиты до глубины 3717 м.

Результаты испытания скважины 125 подтвердили продуктивность ачимовской толщи на Северо-Уренгойском поднятии, кроме того, впервые на месторождении из данной толщи была получена нефть (дебитом 1,55 м³/сут на Нср.д. - 705 м).

На Центрально-Уренгойских I и II локальных поднятиях отложения ачимовской толщи вскрыты 11 скважинами: 36, 87, 114, 252, 259, 262, 264, 265, 266, 274, 282. Ее продуктивность была подтверждена в скважинах 262, 264, 265, 266, 282.

По результатам бурения и испытания скважин, предусмотренных проектом (1984 г.) глубокого поисково-разведочного бурения на юрские отложения, было доказано промышленное значение УВ в ачимовских отложениях на Центрально-Уренгойском I и на Северо-Уренгойском локальных поднятиях.

Большое количество скважин было пробурено на восточном склоне, в южной части Уренгойского вала, а также на Ново-Уренгойской площади. Полученные данные по этим скважинам позволили значительно расширить контуры газоносности пласта Ач₃₋₄ и в меньшей степени – пласта Ач₅.

В результате проведенных работ по проекту (1989 г.) доразведки ачимовских отложений подтвержден прогноз развития пластов-коллекторов Ач₃₋₄ и Ач₅ в восточном и северо-восточном направлениях, получены новые данные о геологическом строении залежей ачимовской толщи и границах их распространения.

Проведенными в 1991 г. ГРП (по дополнению к проекту доразведки) подтвердилось весьма сложное строение ачимовского комплекса. В результате испытания скважин получены промышленные притоки газоконденсатной смеси по пластам Ач₃₋₄, Ач₅, что позволило детализировать строение залежей, уточнить зону глинизации этих пластов в основном в северной части Уренгойского месторождения, прирастить запасы газа и

конденсата по категории С₁, а также подтвердить продолжение пластов Ач₃₋₄ и Ач₅ в северном направлении, к северо-востоку от Северо-Уренгойского поднятия.

Составлены дополнение №2 (1992 г.) и дополнение №3 (1993 г.) к проекту доразведки ачимовских отложений. Работы велись очень медленными темпами из-за отсутствия финансирования ГРП. На 1.01.1996 бурением более чем 160 глубоких поисково-разведочных скважин был установлен достаточно мощный этаж газоносности ачимовской толщи, охватывающий интервал более 400 м, в разрезе которого выделено шесть продуктивных линзовидно-клиноформенных песчано-алевритовых пластов и произведен подсчет запасов по ним.

С 2000-х годов в результате проведенных геологоразведочных работ на Уренгойском месторождении и на прилегающих к нему площадях (спутниках) в отложениях ачимовского комплекса были выявлены залежи углеводородного сырья в пластах Ач₁², Ач₁³, Ач₁⁴, Ач₁⁵, Ач₂², Ач₂², Ач₃₋₄, Ач₅¹, Ач₅²⁻³, Ач₆⁰¹, Ач₆⁰², Ач₆¹ [15].

2.3 Отбор и исследования керна

Суммарная проходка с отбором керна из пластов Ач₁₋₆ по всему фонду скважин составила 12 822,5 м, вынос керна - 9818,8, процент выноса - 76,6 % и 40,6 % от общей толщины пластов.

Наряду с традиционными анализами проводились специальные исследования керна, такие как капилляриметрия (ККД), ОФП (относительные фазовые проницаемости), определение пористости, газопроницаемости, электрических свойств в пластовых условиях (Р, Т) и др.

Определение открытой пористости в целом для всех пластов Ач₁₋₆ выполнено на 6957 образцах керна керосинонасыщением, на 3794 образцах - водонасыщением, определение проницаемости - на 9079 образцах и водоудерживающей способности - на 1166 образцах [15].

Вывод

Геофизические исследования на месторождении ведутся с 50-х гг. прошлого века, включающие гравиметрию, магнитометрию, электроразведку (МТП), сейсморазведку (МОВ, КМПВ, МОГТ-2D, -3D). Впервые ачимовская толща (пласт Ач₁) открыта в 1976 г в результате аварийного фонтанирования в скважине. В целом по Уренгойскому месторождению за период с 1976 по 2010 г. на территории района работ пробурено 300

скважин, вскрывших ачимовские отложения. После выполнения оперативных пересчетов запасов по состоянию на 01.01.2015 на Уренгойском месторождении пробурено 70 эксплуатационных скважин. В данное время ачимовские отложения находятся в стадии разведки и пробной эксплуатации.

3 ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

3.1 Геологическое строение месторождения

3.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений

Геологический разрез Уренгойского месторождения представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского (частично палеозойского) платформенного чехла, которые залегают на породах палеозойского складчатого фундамента. Схематичная литолого-стратиграфическая колонка по месторождению приведена на рисунке 2.

Палеозойский фундамент

Рассматриваемая территория по палеозойскому фундаменту принадлежит к Бахилловской структурно-формационной зоне с преобладанием эвгеосинклинальных формаций субмеридионального простирания [15].

Породы палеозоя представлены кластоклавами и покровами трахибазальтового состава с единичными горизонтами трахиандезитового состава. Породы имеют незначительное зеленокаменное изменение. Глубина залегания фундамента увеличивается в восточном направлении, в сторону наиболее погруженного Уренгойского желоба.

На Уренгойской площади палеозойский фундамент герцинской консолидации вскрыт скважиной 414 на глубине 5288 м. Керном охарактеризованы породы в интервале от 5385 до 5500 м и представлены миндалекаменными базальтами серого и темно-серого цвета иногда с зеленоватым оттенком. Миндалины выполнены хлоритом, реже опалом, халцедоном, кальцитом. Породы трещиноватые, отмечены зеркала скольжения. Отложения отнесены по возрасту к верхнему палеозою.

Осадочный чехол

Палеозойские отложения

Отложения палеозойского чехла слабодислоцированные, локализуются в интервале отражающих горизонтов *Ив–А*.

В настоящее время данные отложения вскрыты в Тюменской сверхглубокой скважине СГ-6 и выделены в объеме *аймальской свиты (P_{2ai})* пермского возраста, залегающей на глубине от 7310 до 7502 м.

Эратема	Кайнозойская KZ		Мезозойская MZ																					
	Система	Q	Меловая K						Юрская J						Триасовая T		Палеозой-ская PZ							
Отдел	Палеогеновая P		Верхний K2			Нижний K1			Средний J2			Нижний J1			Верхний T3		Средний T2	Нижний T1	Pz					
Ярус	Эоцено-новый P1	Р3	Р2	Р1	К2m	К2k-st-km	К2t	К1a-K2s	К1b-br-ar	К1b-v	Верхний J3	J3o-km	J2a-b-bt-k	J1t	J1p	J1g-s	Верхний T3	T3k		Варен-гай-хин-ская	T2a-1	Пур-ская	Коротча-евская	Ай-мель-ская
Свита	Палео-новый P1	Юр-Атл-ская	Юр-Атл-ская	Юр-Атл-ская	Тибей-линская	Березов-ская	Куле-шев-ская	Покурская	Тангаловская	Сортынская	Баже-нов-ская	Абалак-ская	Томенская	Котухтинская	Ягель-ная	Берего-вая	Витю-хин-ская	Варен-гай-хин-ская	Пур-ская	Коротча-евская	Ай-мель-ская	вскр. 20		
Мощность, м	18-40	18-40	150-195	20-40	240-400	240-420	39-80	860-1088	635-820	772-860	30-78	60-105	500-695	550-720	120-150	158-224	140-160	408	891	192	20			
Литология																								
Краткое литологическое описание пород	<p>Пески, глины, супеси, торф.</p> <p>Песчаники с редкими прослоями глин.</p> <p>Глины с прослоями песков и алевритов.</p> <p>Глины и глинистые диатомиты серые, опоковидные, опоки серые.</p> <p>В нижней части преимущественно глинистые отложения, в верхней - песчаные с отдельными прослоями глин.</p> <p>Глины серые, алевритистые, слюдяные, иногда известковистые, с пиритизированными водорослями.</p> <p>Глины серые, в нижней части переходящие в опоки, в верхней части слабоалевритистые, с редкими прослоями опок.</p> <p>Глины темно-серые, плотные, глауконитовые, с линзами алевролитов.</p> <p>Неравномерное переслаивание алевролитово-песчаных пластов с глинистыми.</p> <p>Снизу вверх: глины чередующиеся с песчаниками и алевролитами; глины коричневые, оскольчатые; переслаивание песчаников, алевролитов и глин.</p> <p>В основании переслаивание песчано-глинистых пород. Выше - глины и алевролиты с разнообразными типами слоистости, кверху опесчанивание. В кровле аргиллитоподобные глины.</p> <p>Аргиллиты черные, битуминозные, плотные.</p> <p>Глины темно-серые, аргиллитоподобные, тонкоотмученные, глауконитовые.</p> <p>Переслаивание уплотненных серых глин, глинистых песчаников, алевролитов. Характерен раст. детрит, пирит.</p> <p>Переслаивание сероцветных песчаников с алевролитами и уплотненными глинами с прослоями битуминозных глин.</p> <p>Глины аргиллитоподобные, темно-серые, гравелитистые песчаники.</p> <p>Песчаники, гравелиты с подчиненными прослоями глин. Отмечается раст. детрит, остатки листовой флоры.</p> <p>Песчаники серые, полимиктовые, конгломераты с прослоями аргиллитов.</p> <p>Аргиллиты с прослоями песчаников и конгломератов.</p> <p>Алевролиты темно-серые и аргиллиты с прослоями песчаников.</p> <p>Базальты с прослоями туфов, габбро-долеритов и терригенных пород.</p> <p>Базальты с прослоями туфов и аргиллитов, местами углистых.</p> <p>Базальты миндалекаменные серые, иногда с зеленоватым оттенком.</p>																							

Рисунок 2 Схематичная литолого-стратиграфическая колонка Уренгойского месторождения

Отложения представлены базальтами с прослоями туфов, аргиллитов и углистых аргиллитов. Породы трещиноватые, отмечены зеркала скольжения, базальты несут следы выветривания. В Тюменской сверхглубокой скважине вскрытая мощность отложений аймальской свиты 192 м.

Аймальская свита совместно с коротчаевской свитой триасового возраста объединяются в красноселькупскую серию.

Мезозойская эратема

Триасовая система

Отложения триасового возраста представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний отдел включает отложения *красноселькупской серии*, в основании которой залегают эффузивы и эффузивные песчаники, а верхняя часть представлена переслаиванием песчано-алеврито-глинистых пород.

Средний и верхний отделы триасовой системы объединены в *тампейскую серию* и состоят (снизу-вверх) из пурской, варенгаяхинской и витютинской свит, которые представлены песчано-глинистыми отложениями с прослоями конгломератов.

Коротчаевская свита (T_{1kr}) в скважине СГ-6 выделяется в составе красноселькупской вулканогенно-осадочной серии и представлена базальтами с прослоями туфов, габбро-долеритов и терригенных пород в интервале глубин от 6419 до 7310 м. Отмечаются внутриформационные перерывы. Мощность свиты 891 м.

Отложения *пурской свиты (T_{2pu})* по данным отбора керна вскрыты скважиной 356 Ево-Яхинской на глубине 5772 м. Породы пурской свиты в скважине СГ-6 вскрыты в интервале глубин от 6011 до 6419 м и представлены темно-серыми, местами зеленоватыми алевролитами и аргиллитами с прослоями песчаников. С подошвой свиты совпадает отражающий сейсмический горизонт Ib. Мощность свиты в скважине СГ-6 составляет 408 м, в скважине 356 Ево-Яхинской вскрытая мощность свиты – 8,0 м. Пурская свита с несогласием залегает на отложениях коротчаевской свиты.

Варенгаяхинская свита (T_{3vrn}) вскрыта в ряде скважин (преобладает на юге, юго-востоке рассматриваемой площади): СГ-6, 356 Ево-Яхинской, 410, 411, 414 и 673 уренгойских скважинах. КERN в скв. 356 Ево-Яхинской (в интервале глубин от 5560 до 5772 м) и 673 Уренгойской (интервал от 5399 до 5469 м) представлен темно-серыми до черных аргиллитами с прослоями песчаников, конгломератов пестроцветных. В средней части породы слагают зеленовато-серые пропластки углистых аргиллитов. Мощность свиты – от 140 до 160 м, нижняя ее часть приурочена к отражающему горизонту Ib.

Витютинская свита (T_{3vt}) вскрыта теми же скважинами, перечисленными выше, и представлена песчаниками серыми полимиктовыми, конгломератами с прослоями темно-серых аргиллитов. Мощность свиты – от 53 до 190 м. К кровле приурочен сейсмический горизонт Ia.

Юрская система

Отложения юрского возраста представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний и средний отдел объединены в заводоуковский надгоризонт, который представлен преимущественно континентальными отложениями и состоит из береговой, ягельной, котухтинской и тюменской свит.

Береговая свита (J_{1br}) состоит из песчаников грубозернистых, гравелитов, конгломератов с подчиненными прослоями глин уплотненных, серых. Отмечается растительный детрит, остатки листовой флоры. В составе свиты выделяются пласты ЮГ₂₀–ЮГ₂₃. Мощность свиты может достигать 224 м.

Ягельная свита (J_{1yg}) представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, гравелитистыми песчаниками, иногда карбонатными. Мощность свиты достигает 150 м.

Котухтинская свита (J_{1kt}) характеризуется переслаиванием сероцветных песчаников с алевролитами и уплотненными глинами с прослоями битуминозных глин. В составе свиты выделяются пласты ЮГ₁₀–ЮГ₁₆₋₁₇. Мощность свиты от 550 до 720 м.

Тюменская свита (J_{2tu}) представляет собой мощную толщу прибрежно-континентальных отложений. Литологически свита сложена крайне неравномерным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Для отложений свиты характерно наличие субвертикальной трещиноватости (трещины иногда выполнены кальцитом), а также присутствие обугленного растительного детрита, реже корней растений и обломков углефицированной древесины, стяжений пирита и чешуек слюды. На площади месторождения в отложениях тюменской свиты обнаружены залежи нефти и газа, приуроченные к пластам ЮГ₂, ЮГ₃ и ЮГ₄. С кровлей тюменской свиты отождествляется сейсмический горизонт T1. Мощность свиты достигает 695 м.

Верхнеюрские отложения выделяются в объеме абалакской и баженовской свит.

Абалакская свита (J_{3ab}) сложена преимущественно глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, серыми, преимущественно тонкоотмученными, в разной степени глауконитовыми, в северной части в верхах свиты отмечаются небольшие прослои битуминозных разностей, подобные прослои встречаются в зоне перехода к васюганским образованиям. По всему разрезу отмечаются разнообразные пиритовые стяжения, глинисто-карбонатные конкреции. Толщина свиты от 60 до 105 м.

Баженовская свита (Jzbg) представлена аргиллитами битуминозными, темно-серыми до черных, с коричневатым оттенком, разной степени плитчатые, плотные, с прослоями рыхлых листоватых разностей с включениями рыбного детрита и макрофауны, встречаются пиритизированные водоросли. Баженовская свита залегает на глубинах от 3538 до 4024 м. Свита хорошо выделяется на диаграммах РК повышенной радиоактивностью и на диаграммах электрокаротажа высокими значениями кажущегося сопротивления. К кровле рассматриваемых отложений приурочен региональный опорный отражающий сейсмический горизонт Б. Мощность свиты от 30 до 78 м.

Отложения юрской и триасовой систем, а также палеозойского фундамента имеют АВПД с коэффициентом аномальности от 1,6 до 1,8. Здесь возможны нефтегазопроявления и поглощения глинистого раствора.

Меловая система

Отложения меловой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним. Нижний отдел включает в себя породы сортымской, тангаловской и нижней части покурской свит. Верхний отдел состоит из пород верхней части покурской свиты, кузнецовской, березовской, ганькинской свит.

Сортымская свита (K1st) залегает на битуминозных аргиллитах баженовской свиты. В основании ее выделяется мощная ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых пород.

Строение ачимовской толщи крайне неоднородное, в ее составе выделяются несколько песчано-алевритовых пластов, имеющих линзовидно-прерывистое распространение, образованных в условиях лавинной седиментации (рис.3) и представляющих собой фондоформные части валанжинских клиноформных комплексов Ач₆–БУ₂₀, Ач₆⁰–БУ₁₉, Ач₅–БУ₁₈, Ач₃₋₄–БУ₁₇, Ач₁₋₂–БУ₁₆ (рис. 4).

Песчаники ачимовских пластов сероцветные, преимущественно мелкозернистые, алевролиты крупнозернистые, аркозового состава, средне- и крепкоцементированные глинистым и карбонатно-глинистым цементом, часто известковистые, однородные и слоистые. Слоистость образована за счет глинистого материала и глинистых примесей (углистого детрита). Аргиллиты темно-серые, слюдистые, крепкие, массивные, тонкогоризонтальнослоистые за счет прослоек алевролитового материала.

Мощность ачимовских отложений варьирует от 80 до 418 м.

Перекрываются ачимовские отложения мощной, преимущественно глинистой толщей, представленной глинами и алевролитами с разнообразными типами слоистости.

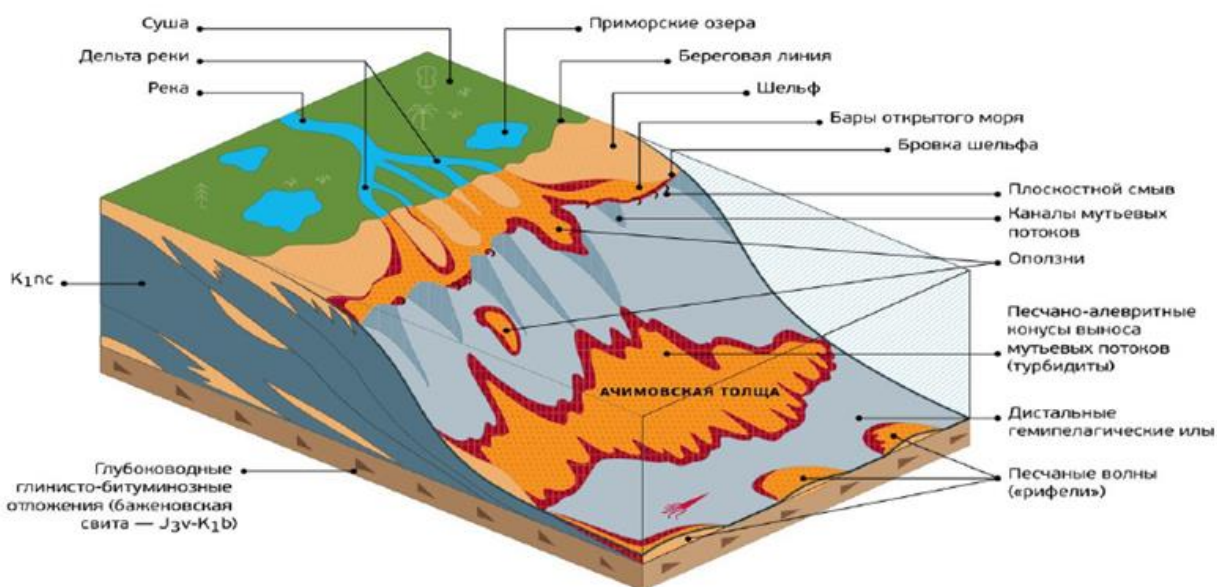


Рисунок 3 Схема формирования неокомских отложений [4]



Рисунок 4 Модель строения клиноформных неокомских отложений [12]

Верхняя часть сортымской свиты постепенно опесчанивается, причем доля песчано-алевритовых пород увеличивается вверх по разрезу. В ее составе выделяются продуктивные пласты (снизу-вверх) от БУ₁₈ до БУ₁₀. Нижние продуктивные пласты БУ₁₆₋₁₈ имеют клиноформный характер залегания, а верхние пласты от БУ₁₄ до БУ₁₀ выдержаны практически на всей рассматриваемой территории. С верхними пластами БУ₁₀ и БУ₁₁ на Уренгойском месторождении связаны крупные скопления углеводородов.

Кровля пласта БУ₁₀ проводится по подошве глинистой чеускинской пачки, которая служит хорошо выдержанным репером при корреляции разрезов скважин.

Чеускинская глинистая пачка завершает разрез сортымской свиты. Литологически она представлена глинами темно-серыми, хорошо отмученными, плитчатыми с включениями многочисленных раковин пелеципод и углефицированных остатков водорослей. Мощность сортымской свиты – от 772 до 860 м.

Тангаловская свита (K_{1tn}) представлена, подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижнетангаловская подсвита состоит из глин серых, иногда аргиллитоподобных, чередующихся с песчаниками и алевролитами. Характерен обильный углистый детрит, обрывки растений, корневидные растительные остатки. К этой подсвите на собственно Уренгойском месторождении приурочены продуктивные пласты БУ₈ – БУ₉. Мощность подсвиты от 130 до 215 м.

Перекрывается нижнетангаловская подсвита хорошо выдержанной по всей территории района и месторождения пачкой «шоколадных» глин, являющихся хорошим репером при корреляции разрезов скважин. Это пачка однородных коричневых тонкоплитчатых аргиллитов, хрупких, жирных на ощупь. Мощность пачки составляет от 8,0 до 15,0 м.

Среднетангаловская подсвита представлена песчаниками серыми, с прослоями глин, иногда слабокомковатых. К данной подсвите приурочены пласты БУ₁₋₂ – БУ₇. В кровле подсвиты выделяется пимская пачка сероцветных аргиллитоподобных глин с небольшими прослоями песчаников. Она также является репером, хорошо выделяется на диаграммах стандартного каротажа.

Верхнетангаловская подсвита представлена песчаниками и алевролитами, чередующимися в сложном сочетании с глинами серыми и зеленовато-серыми, иногда комковатыми, с единичными зеркалами скольжения. Характерен обугленный растительный детрит, остатки флоры, единичные фораминиферы. В составе подсвиты выделяется группа песчаных пластов АУ₁₀ – АУ₆₋₇.

Мощность тангаловской свиты – от 635 до 820 м. Продуктивными являются пласты АУ₁₀, БУ₁₋₂, БУ₃, БУ₅, БУ₈₀, БУ₈, БУ₉.

Покурская свита (K_{1-2pk}) представлена переслаиванием алевролито-песчаных отложений и глин. Глинистые пачки и пласты различной толщины плохо выдержаны по площади.

В нижней части разреза покурской свиты выделяется евояхинская пачка, которая сложена песчаниками, иногда известковистыми, с редкими единичными прослоями серых алевролитовых глин, присутствует растительный детрит. Мощность пачки до 100 м.

Верхняя часть разреза покурской свиты представлена сеноманским ярусом, к которому приурочена уникальная по размерам и запасам газовая залежь.

Пески и песчаники сеномана мелко- и среднезернистые, слабосцементированные или рыхлые (вверх по разрезу степень сцементированности снижается), в различной степени глинистые, слюдистые, прослоями известковистые. Окраска от светло-серой до

темно-серой с желтоватым или голубоватым оттенком. Глины темно-серые, иногда зеленоватые, плотные, алевролитистые, слюдистые, местами опоковидные. В толще глин иногда встречаются редкие прослои очень крепкого глинисто-кремнистого известняка. К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт «Г». Мощность покурской свиты от 860 до 1090 м.

Кузнецовская свита (K₂kz) начинает цикл морских осадков верхнего мела, литологически представлена глинами темно-серыми до черных, слабобитуминозными, алевролитистыми, мощностью от 39 до 80 м.

Березовская свита (K₂br) литологически подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя представлена глинами серыми и темно-серыми, монтмориллонитового состава, опоковидными, переходящими в опоки серые и голубовато-серые. В кровле подсвиты обособляется регионально-прослеживающийся пласт темно-серых, почти черных кремнистых пород толщиной до 20 м (сейсмический горизонт «С»). Верхняя подсвита сложена глинами серыми и зеленовато-серыми, слабоалевритистыми, с редкими прослоями опоковидных глин и опок, с редкими зернами глауконита, конкрециями пирита. Мощность свиты от 240 до 420 м.

Ганькинская свита (K₂gn) завершает разрез меловых отложений, представлена морскими глинами темно-серыми, алевролитистыми, слюдистыми, иногда известковистыми. Встречаются прослои сидерита и тонкорассеянный пирит. Мощность свиты от 240 до 400 м.

Палеогеновая система

В разрезе палеогена Уренгойского месторождения выделяются следующие свиты: тибейсалинская, люлинворская, юрковская (эоцен) и атлымская.

Тибейсалинская свита (Pg₁tbs) состоит из двух подсвит: нижней и верхней. Нижняя подсвита преимущественно глинистая, верхняя – преимущественно песчаная с отдельными прослоями глин. Мощность свиты от 165 до 300 м.

Люлинворская свита (Pg₂ll) состоит из трех подсвит. Нижняя подсвита сложена опоками и опоковидными глинами серого и темно-серого цвета, средняя подсвита представлена глинами светло-серыми, опоковидными. Верхняя подсвита сложена глинами диатомовыми, плитчатыми. Мощность свиты от 150 до 195 м.

Верхний эоцен – нижнеолигоценые отложения объединяются в *юрковскую свиту*, представленную песками светло-серыми, разнозернистыми с прослоями и линзами глин и гравия. Мощность свиты до 35 м и более.

Атлымская свита (Pg_{3at}) объединяет песчаные отложения континентального генезиса. Породы представлены кварцевыми песчаниками с редкими прослоями глин. Мощность свиты достигает 40 м.

Четвертичные отложения

Разрез четвертичных отложений представлен песками, глинами, супесями с включениями гравия и галек, а также древесно-растительных остатков. В верхнем деятельном слое распространены отложения торфяных болот. Толщина четвертичных отложений колеблется от 18 до 100 м.

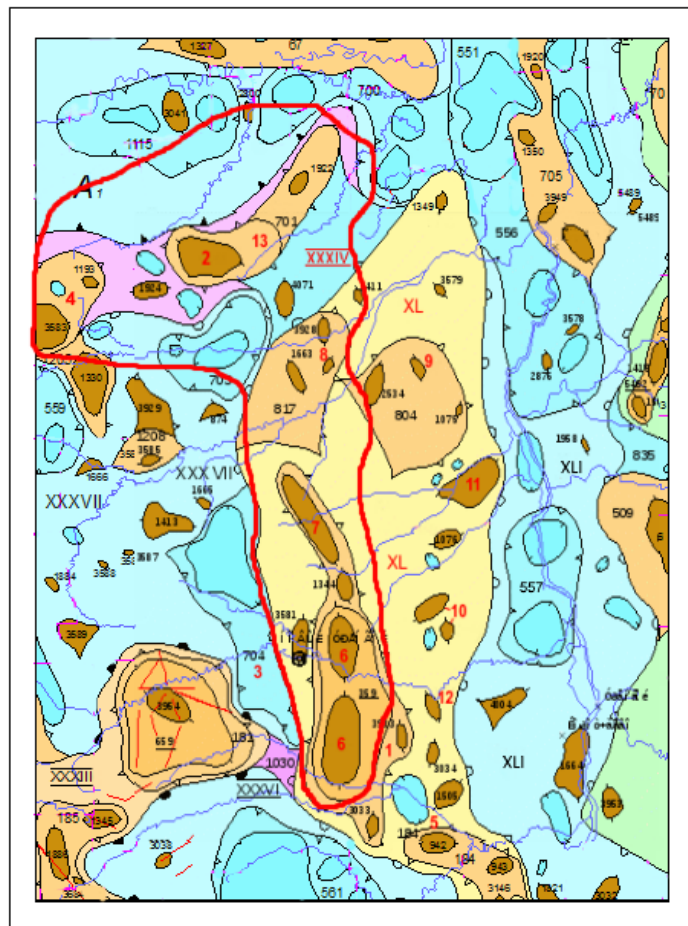
Породы верхней части разреза, на глубине до 350 м, находятся в зоне вечной мерзлоты. При растеплении мерзлых пород наблюдаются оползневые явления [15].

3.1.2 Тектоника

В соответствии с тектонической картой мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы рассматриваемый район приурочен к Надым-Тазовской синеклизе, осложненной структурами I-IV порядка. Наиболее крупные из них указаны на рисунке 5.

Стержневой структурой является Уренгойский мегавал. Он ограничен крупными рифтогенными зонами, наиболее известной из которых является Уренгойско-Колтогорский грабен-рифт. Согласно накопленной статистике по Западно-Сибирскому региону, вокруг крупных рифтовых систем сосредоточена основная доля запасов УВ.

Уренгойский мегавал замыкается изогипсой -3680 м. При этом длина вала по изогнутой под тупым углом оси составляет 100 км. Ширина вала изменяется от 15 км до 27 км. Вал сужается в районе северного купола и в пределах центральной приподнятой



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

Контурь структур :			
	-надпорядковых структур (синеклиз, моноклиз)		однокрылые средние и малые (моноклинали)
	-I порядка крупных (поясов мегавалов, поясов мегасинклиз, моноклиналей)		отрицательные средние и малые (впадины, мегасинклизы)
	-I порядка средних и малых (мегавалов, впадин, моноклиналей)		положительные средние и малые (седла, мегавалы, выступы)
	-II порядка крупных	Структуры II порядка :	
	-II порядка средних и малых		положительные крупные (валы)
	-III порядка крупных		отрицательные крупные (прогибы, малые впадины)
	-III порядка средних и малых		положительные средние и малые (малые валы, куполовидные поднятия)
	-III порядка средних и мелких и IV порядка		отрицательные средние и малые (малые прогибы)
	Структуры I порядка : положительные крупные (пояса мегавалов)		средние и малые (седловины)
		Структуры III и IV порядка :	
			положительные крупные (крупные брахантиклинали, крупные купола)
			отрицательные мелкие и средние (локальные депрессии)
			положительные мелкие и средние (локальные поднятия, структурные носы)

Рисунок 5 Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы [14].

Красным контуром обведено Уренгойское месторождение.

Список структур (красные номера): I порядка - Уренгойский мегавал(XL); II порядка - Песцовая мезоседловина(XXXIV); Центрально-Уренгойский вал(1), Еньяхинское поднятие(2), Западно-Уренгойский прогиб(3), Песцовое куполовидное поднятие(4); III-IV порядка: Южно-Уренгойское(5), Центрально-Уренгойское(6), Северо-Уренгойское(7) локальные поднятия, Табьяхинское(8), Самбургское(9), Восточно-Уренгойское(10) поднятия, Северо-Есетинская(11), Евояхинская(12) приподнятые зоны, Еньяхинское куполовидное поднятие(13)

зоны (ЦПЗ), наиболее широкий участок расположен между ЦПЗ и южным куполом. Максимальная амплитуда структуры относительно замыкающей изогипсы достигает 220 м (южный купол), в пределах ЦПЗ и на северном куполе амплитуда достигает 160 м. В поперечном сечении вал не симметричен – западный склон круче восточного.

Второй по величине структурой на рассматриваемой территории является Еньяхинское куполовидное поднятие. Оно оконтуривается изогипсой -3760 м. По более глубокому гипсометрическому уровню поднятие может быть отнесено к брахиантиклинали с осью широтного простирания. Размеры Еньяхинской структуры составляют 22×17 км, амплитуда достигает 90 м.

Восточно-Уренгойское поднятие является третьей по размерам структурой района. В сводовой части структура не изучена глубоким бурением и прогнозируется по данным сейсморазведки. Свод структуры предполагается в 8 км к северу от скважины 351 Евояхинской площади. Поднятие замыкается изогипсой -3680 м, при этом его размеры составляют 13×5 км, ожидаемая амплитуда поднятия – порядка 60 м [14].

3.2 Нефтегазоносность

Нефтегазоносность в пределах Уренгойского района установлена в широком стратиграфическом диапазоне: от сеноманского яруса верхнего мела до тоарского яруса нижнеюрских отложений включительно (рис. 6). Самая нижняя залежь установлена на Уренгойском месторождении в пласте ЮГ₁₀ в скв. 259 Уренгойской.

В пределах Уренгойского месторождения выделяют от 4 до 5 продуктивных комплексов: среднеюрский, неокомский, апт-альбский и сеноманский [16] или нижне-среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский, апт-сеноманский (в верхнеюрском комплексе установлены только признаки нефтегазоносности) [14]. В данной работе выделено 4 нефтегазоносных комплекса: юрский, ачимовский, неокомский, сеноманский.

К кровле покурской свиты верхнего мела приурочена уникальная сеноманская газовая залежь высотой до 250 м, залегающая в интервале глубин 930-1250 м. Неокомская

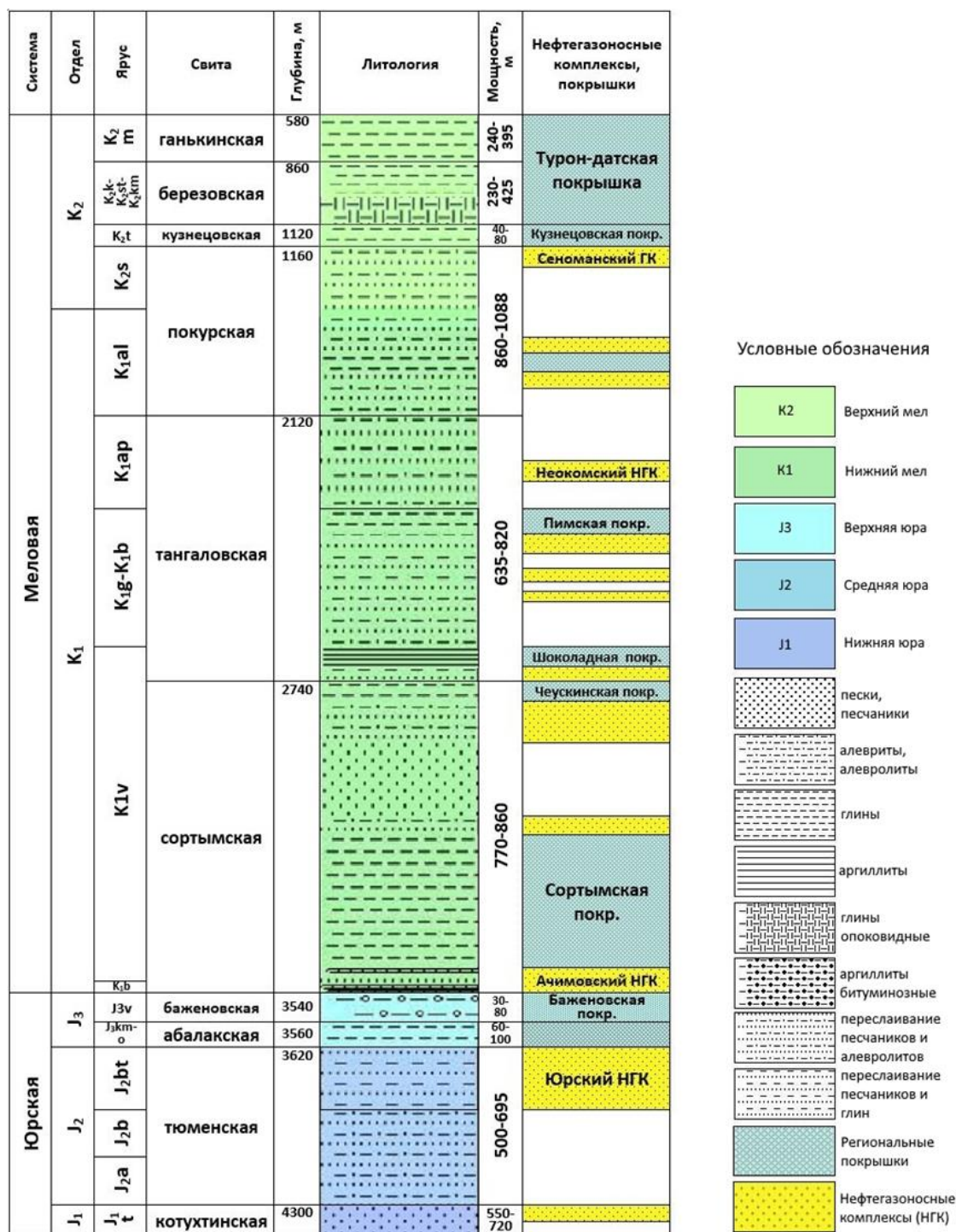


Рисунок 6 Схема литолого-стратиграфической колонки Уренгойского месторождения с выделенными нефтегазоносными комплексами

часть разреза нижнего мела обладает также значительным этажом нефтегазоносности в диапазоне глубин 2550 - 3100 м. Относительно небольшие газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам ПК₁₈ - ПК₂₁, АУ₉₋₁₀ и БУ₁₋₅ (глубины 1750 - 2550 м) локализуются в пределах осложняющих месторождение структурных зон Северного и Южного куполов.

Основные продуктивные пласты неокома (БУ₈ - БУ₁₄) залегают в интервале глубин 2600 - 3100 м и к ним приурочены газоконденсатные залежи большой высоты, основные

из которых имеют нефтяные оторочки кольцевого и полукольцевого типа или смещенные на восточное крыло структуры.

Сеноманская газовая залежь и основные продуктивные пласты неокома находятся в разработке.

Одним из нефтегазоносных объектов вскрытой части разреза в пределах рассматриваемой территории является ачимовская толща нижнего мела.

В плане соотношение полей распространения коллекторов ачимовской толщи с контуром продуктивности основного неокомского горизонта БУ₁₀₋₁₁ и сеноманской газовой залежи показано на рисунке 7.

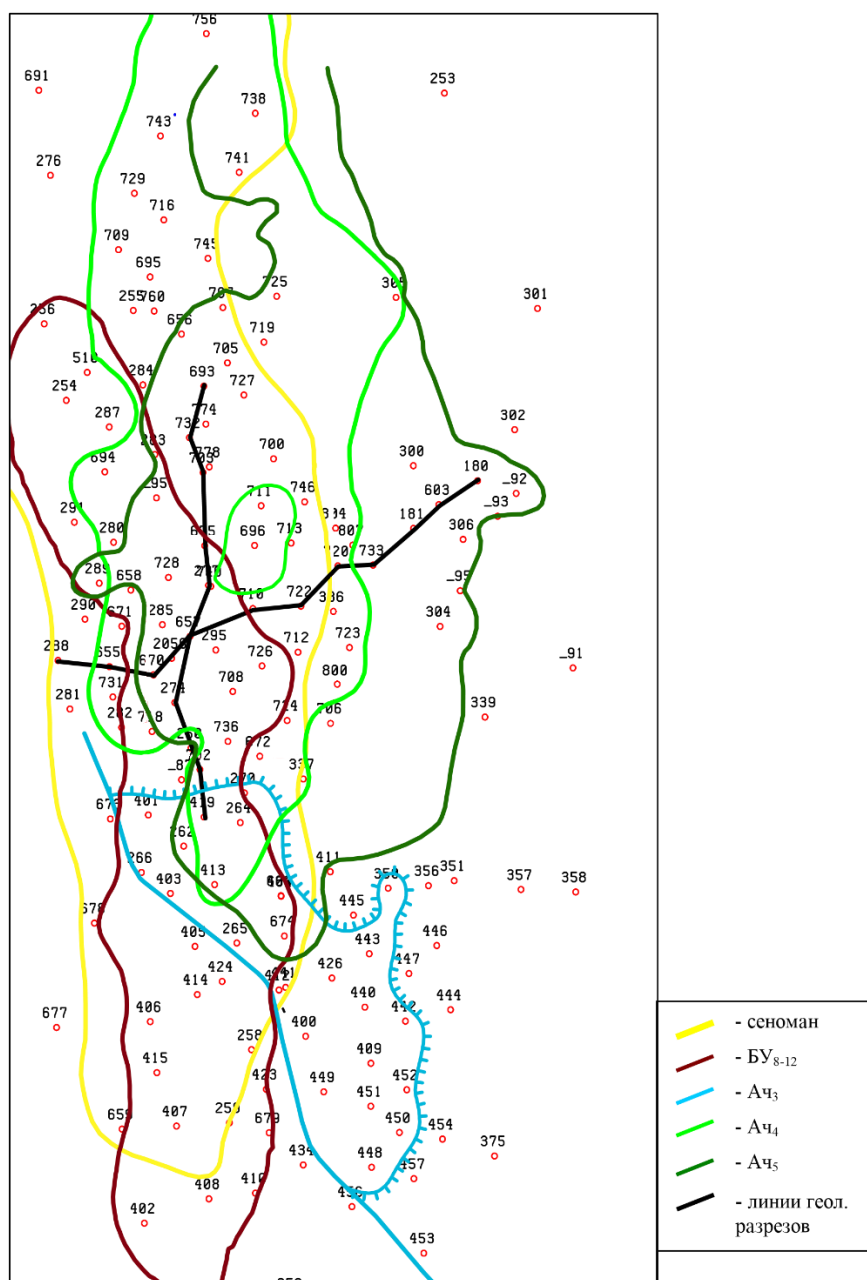


Рисунок 7 Соотношение в плане контуров нефтегазоносности продуктивных комплексов Уренгойского месторождения [15]

Поле газоносности ачимовского пласта Ач₅ по имеющимся данным лишь своей западной частью перекрывается неокомским контуром, в основной же части распространяется восточнее, в пределах восточного склона Уренгойского вала.

Поле газоносности пласта Ач₄ совпадает с контуром нефтегазоносности горизонта БУ₁₀₋₁₁ в пределах западной части ЦПЗ, однако основной объем резервуара пласта Ач₄ располагается севернее и северо-восточнее ЦПЗ.

Нефтегазоносный резервуар Ач₆ развит на Восточно-Уренгойской, Северо-Есетинской, Есетинской и Ево-Яхинской площадях, на восточном склоне Уренгойского вала, Ач₆⁰ – восточном склоне Уренгойского вала, на Есетинской, Северо-Есетинской, Непонятной и Самбургской площадях, Ач₅ – на восточном склоне Уренгойского вала, на Есетинской, Восточно-Уренгойской, Самбургской и Северо-Самбургской площадях, Ач₃₋₄ преимущественно в сводовой части Уренгойского вала, на Самбургской и Северо-Самбургской площадях, Ач₁₋₂ – на западном склоне Уренгойского вала, на Табьяхинской и Хадуттейской площадях.

Нефтяные, газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные залежи в резервуарах ачимовской толщи контролируются литолого-тектоническими блоками (участками, ограниченными комбинированным развитием литологических и тектонических экранов). В пределах отдельных блоков распределение флюидов связано, в основном, с гипсометрией.

Ачимовский нефтегазоносный комплекс является одним из наиболее сложнопостроенных объектов разреза. Песчано-алевритовые тела не выдержаны в широтном направлении, но довольно хорошо прослеживаются в меридиональном, образуя узкие зоны повышенных мощностей песчаников (до 40 и более м) при общей мощности от 90 до 100 м, ориентированных с юга на север [15].

3.2.1 Характеристика залежей ачимовских отложений

Характеристики залежей пластов ачимовской толщи, имеющих распространение на Уренгойском месторождении, представлены в таблице 1.

На рисунках 8, 9 представлены геологические разрезы ачимовских резервуаров в широтном и меридиональном направлениях по черным линиям, представленным на рисунке 7.

Следует отметить наличие в ачимовских отложениях Уренгойского нефтегазоносного района аномально высоких давлений и температур.

Песчано-глинистые отложения ачимовской толщи повсеместно перекрываются толщей морских нижневаланжинских глин большой мощности, на западе до 300 м, а в восточной части от 150 до 200 м.

Из таблицы видно, что наибольшими размерами (в скобках указаны максимальные объемы) обладают залежи пластов $Aч_5^{2-3}$ (до 862 км³), $Aч_6^{0-1}$ (до 486 км³), $Aч_3$ (до 423 км³), $Aч_4$ (до 383 км³), $Aч_6^1$ (до 234 км³). Максимальные эффективные толщины (не по средним значениям) достигаются в пластах $Aч_5^{2-3}$, $Aч_3$, $Aч_6^{0-1}$, а также порядка 30 м $H_{эфф}$ достигается в пластах $Aч_6^1$, $Aч_4$, $Aч_1^5$.

В данной таблице недостаточно полно присутствует информация по некоторым пластам, более подробно их характеристики раскрыты в главе 4.

Краткая характеристика залежей ачимовских отложений Уренгойского месторождения [15]

Пласт	Залежь	Тип залежи	Губина залегания пласта в своде, м (а.о.)	Высотное положение, а. о., м			Размеры залежи			Пределы изменения эффективных толщин, м			Тип залежи по УВ составу
				ГВК	ГНК	ВНК	длина, км	ширина, км	высота, м	общих	газо-насыщ.	нефте-насыщ.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ач ₆ ²	Р-н скв.406	ПСЛЭ	-3840	-	-	-3865	9,0	4,5	24,5	2,4-23,0	-	4,4	Н
Ач ₆ ¹		ПСТЛЭ	-3640	-	-3780	-3797	30,0	10,0-14,0	156,5	0,8-36,6	0,8-27,2	1,4-8,0	НГК
	р-н скв 339,357	ПСТЛЭ	-3660	-	-3780	-3897	46,0	18,0-27,0	237,0	2,7-35,5	2,7-28,2	13,8-32,9	НГК
	Р-н скв.801	ЛЭ	-3697,5	-	-	-	3,5	2,4	6,2	3,8	3,8	-	ГК
Ач ₆ ⁰⁻²	Основная	ПЛЭ	-3640	-3818	-	-	31,0	28,5	178,0	3,0-22,2	3,0-22,2	-	ГК
	Р-н скв.452	ПТЛЭ	-3660	-	-	-	5,0	3,0	-	14,4	14,4	-	ГК
	Р-н скв.444	ПТЛЭ	-3660	-3663	-	-	6,0	2,2	10,0	1,8	1,8	-	ГК
	Р-н скв.724	ПЛЭ	-3620	-	-	-	5,1	4,0	40,0	4,8	4,8	-	ГК
	Р-н скв.360	ПЛЭ	-3740	-3829	-	-	6,0	4,8	88,5	5,2	5,2	-	ГК
	Р-н скв.703	ПЛЭ	-3800	-	-	-3854	23,5	12,0	54,0	4,6	-	-	Н
Ач ₆ ⁰⁻¹	Основная	ПЛЭ	-3760				76,0	17,0-24,0	320,0	2,8-44,8		2,8-44,8	Н
Ач ₅ ²⁻³	Основная	ПСТЛЭ	-3462	-	-3749	-	83,0	21,0-40,0	346,3		1,6-58,8	3,2-12,4	ГКН
	Р-н скв.253,254	ПТЛЭ	-3739,5	-	-	-3755	14,0	6,5	15,5	14,8-25,0	-	1,6-13,4	Н
	Р-н скв.180	ПСТЛЭ	-3740	-	-	-4058	61,5	5,7-24,0	318,0	3,2-31,0	-	3,2-31,0	Н
Ач ₅ ¹	Р-н скв.737	ПТЛЭ	-3700	-	-		28,5	5,0-15,0	94,5	1,8-14,4	1,8-14,4	-	ГК
	Р-н скв.253,254	ПТЛЭ	-3640	-	-		22,0	8,5	120,0	1,8-8,8	-	1,8-8,8	Н
	Р-н скв.180	ПТЛЭ	-3713	-	-	-3980	64,0	31,5	267,0	2,8-21,4	-	2,8-19,4	Н
Ач ₃₋₄ ²	-	ПЛЭ	-3640	-	-	-3653	9,0	3,0	13,0	2,6	-	2,6	Н
Ач ₃₋₄ ¹	-	ПЛЭ	-3660	-	-	-3693	11,5	5,0	33,0	2,4	-	2,4	Н
Ач ₄	Сев.(р-н скв.101)	ПТЛЭ	-3840	-	-	-3926	21,0	4,0-16,0	86,0	3,4	-	3,4	Н
	Цен.(р-н скв.180)	ПТЛЭ	-3640	-	-	-3736	16,0	15,0	96,0	1,4-4,6	-	1,4-4,6	Н
	Цен.(р-н скв.753)	ПТЛЭ	-3660	-	-		6,0	4,5	45,0	3,2-4,2	-	3,2-4,2	Н
	Цен.(р-н скв.757)	ПСТЛЭ	-3500	-3746	-		40,0	19,0 – 29,0	246,0	1,2-32,0	1,2-32,0	-	ГК

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Юж.(р-н скв.290)	ПСТЛЭ	-3440	-	-3555		63,0	8,0 – 30,0	320,0	1,0-30,8	1,0-30,8	2,5-16,3	ГКН
Ач ₃	Сев. (р-н скв.250)	ПСТЛЭ	-3620	-		-3914	60,0	20,0-28,0	294,0	1,0-15,6	-	1,0-15,6	Н
	Цен.(р-н скв.737)	ПСТЛЭ	-3440	-	-3552		61,0	15,0 – 31,0	300,0	2,0-50,2	2,0-50,2	1,4-15,0	ГКН
	Цен.(р-н скв.754)	ПСТЭ	-3660	-		-3704	7,3	4,5	44,0	15,5-19,4		15,5-19,4	Н
	Цен.(р-н скв.794,753)	ПСТЛЭ	-3640	-	-3679	-3697	10,0	5,5	57,0	5,6-39,6	19,6-24,6	2,4-15,0	ГКН
	Цен.(р-н скв.751)	ПСТЛЭ	-3640	-	-	-3669	3,1	1,0-2,0	29,0	4,2	-	1,6	Н
	Цен.(р-н скв.695)	ПСТЭ	-3540	-3587	-		5,5	1,0-2,5	47,0	35,2	10,4	-	ГК
	Цен.(р-н скв.709,255)	ПСТЭ	-3500	-3546	-		6,0	2,0-3,0	46,0	16,0-25,6	4,4-22,8	-	ГК
	Цен.(р-н скв.125)	ПСТЭ	-3480	-	-	-3498	6,5	3,5	18,0	13,2	-	13,2	Н
	Цен.(скв.284,287,510)	ПСТЭ	-3480	-	-	-3516	9,5	5,5	36,0	13,0-23,0	5,8-14,4	-	ГК
	Юж.(скв.262,413,440)	ПСТЛЭ	-3440	-	-	-	39,0	3,0-14,7	140,0	0,8-36,4	0,8-36,4	-	ГК
Юж.(р-н 677, 678)	ПСТЛЭ	-3520	-	-	-	16,5	5,0-8,0	200,0	8,9-14,4	8,9-14,4	-	Н	
Ач ₂ ²	-	ПСЛЭ	-3560	-3623	-	-	11,5	5,0	63,0	2,6-4,2	2,6-4,2	-	ГК
Ач ₂	1-й блок(скв.757,743)	ПСТЛЭ	-3500	-	-3564	-3626	13,0	11,0	64,0	4,2-23,4	13,8-23,4	13,8-23,4	НГК
	2-й блок(скв.753)	ПСТЛЭ	-3560	-	-3610	-3615	8,0	6,0	50,0	20,2-27,2	15,4-20,2	4,2	НГК
	1-й блок(р-н скв.256)	ПСТЛЭ	-3420	-	-3454	-3467	14,0	5,0	34,0	4,4-21,4	2,6-4,4	12,6	НГК
	2-й блок(р-н скв.255)	ПСТЛЭ	-3440	-3443	-	-	2,5	1,5	3,0	1,2	1,2	-	ГК
	3-й блок(р-н скв.257)	ПСТЛЭ	-3400	-3433	-	-	10,0	3,0-6,0	33,0	12,0	4,0	-	ГКВ
Ач ₁ ⁵	Район скв.224	ПСТЛЭ	-3537,9	-	-	-3606	8,5	8,0	68,1	6,0-27,4	-	6-27,4	Н
	Район скв.753, 794	ПСТЛЭ	-3520	-	-3569	-3584	8,0	6,0	49,0	11,0-15,4	15,4	10,2	НГК
Ач ₁ ⁴	-	ПСЛЭ	-3660	-	-	-3724	11,0	8,0	74,0	20,7	-	20,7	Н
Ач ₁ ³	Район скв.676	ПСЛЭ	-3560	-	-	-3830	16,0	15,0	270,0	14,4	-	14,4	Н
	Район скв.739	ПСЛЭ	-3400	-3440	-	-	12,0	7,5	40,0	11,6-15,8	11,6-15,8	-	ГК

Примечание. Тип залежей: М - массивная, ПС - пластово-сводовая, МЛЭ - массивная, литологически экранированная, МТЭ - массивная, тектонически экранированная, ПЛЭ - пластовая, литологически экранированная, ПСТЭ - пластово-сводовая, тектонически экранированная, ПСЛЭ - пластово-сводовая, литологически экранированная, ПСТЛЭ - пластово-сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Тип залежей по углеводородному составу: Г - газовая, ГК - газоконденсатная, НГК - нефтегазоконденсатная, Н - нефтяная.

Разрез ачимовской толщи Уренгойского месторождения
по линии скв. 288-655-670-657-710-722-720-733-181-603-180

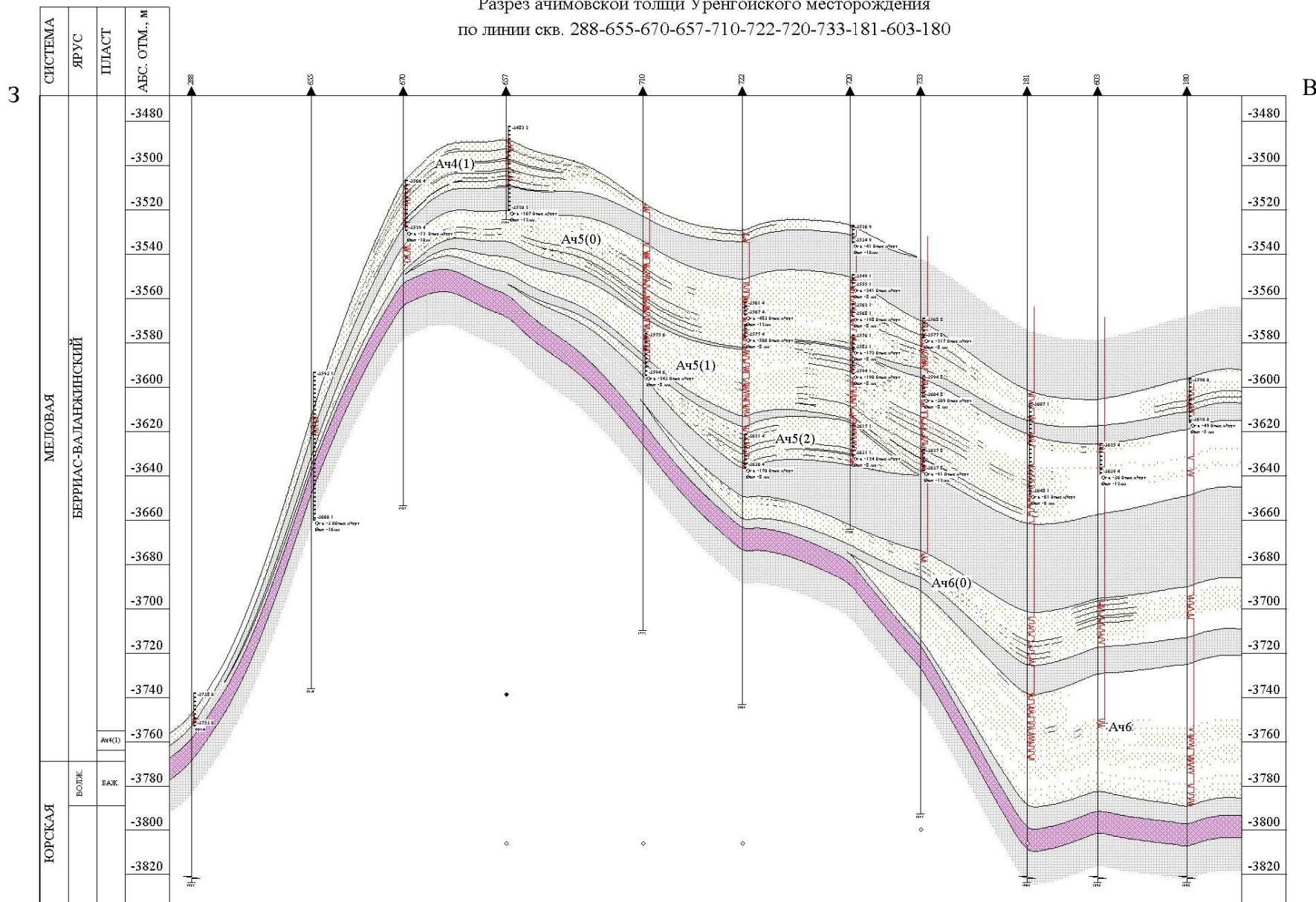


Рисунок 8 Разрез ачимовской толщи Уренгойского месторождения по линии скв. 288-655-670-657-710-722-720-733-181-603-180 [15]

Разрез ачимовской толщи Уренгойского месторождения
по линии скв. 693-732-703-675-277-657-274-702-419

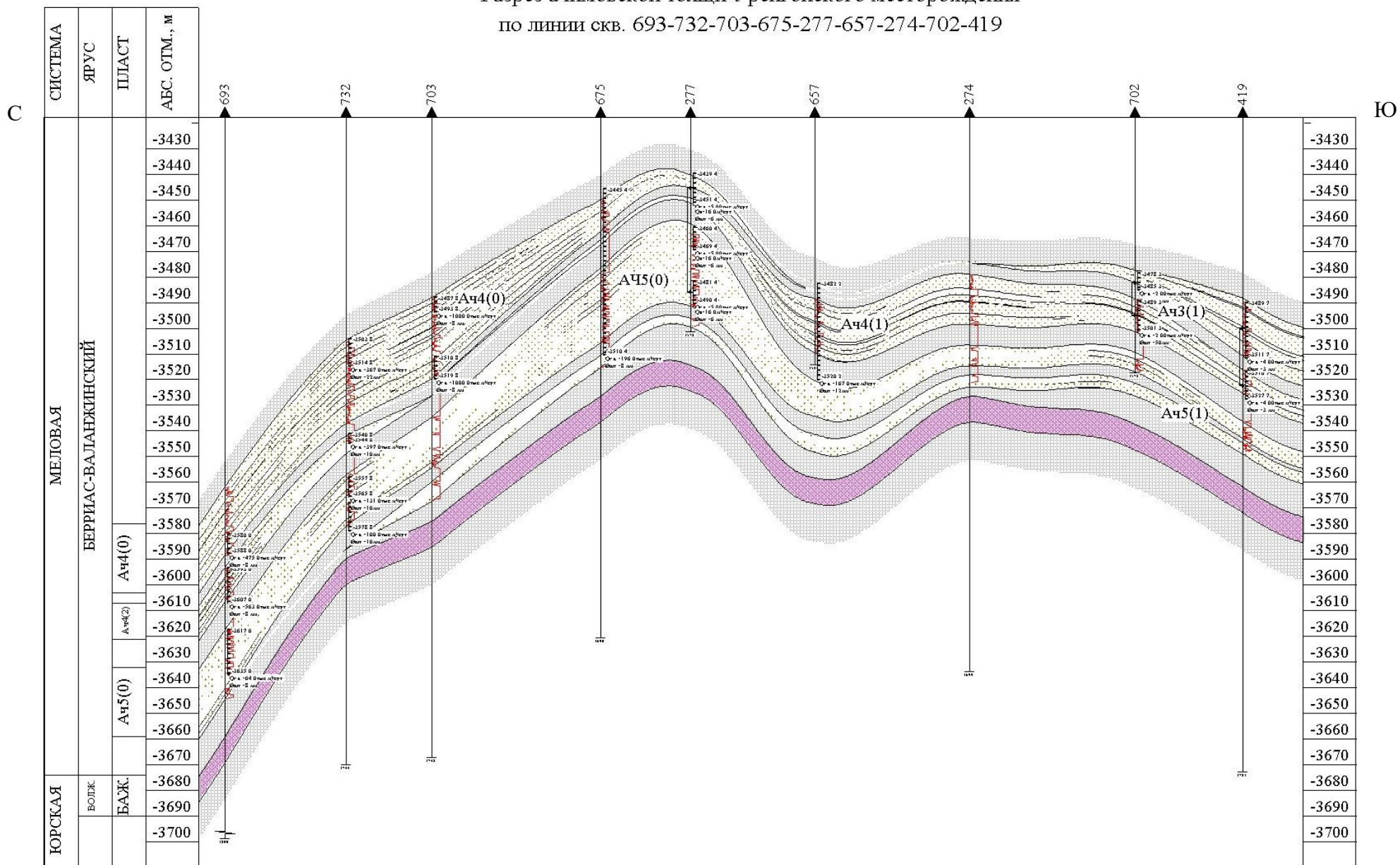


Рисунок 9 Разрез ачимовской толщи Уренгойского месторождения по линии скв. 693-732-703-675-277-657-274-702-419 [15]

3.2.2 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств пластов

Несмотря на относительно высокие значения пористости - в среднем от 16% до 20%, проницаемость ачимовских коллекторов низкая - от 1 до 10 мД поэтому, в целом, их фильтрационно-емкостные свойства ФЕС – низкие. Цемент коллекторов глинисто-карбонатный, по керну и данным испытания скважин присутствует и трещинный тип коллекторов, и смешанный порово-трещинный [15]. Данные средневзвешенные значения ФЕС получены без учета непроницаемых пропластков.

Средние значения ФЕС ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений по результатам обобщения [7] с учетом всего массива определений, включавшего непроницаемые толщины, равны: открытая пористость группы пластов Ач₁₋₂ - 15,1%, Ач₃₋₄ – 16,2%, Ач₅₋₆ – 13,9%, по всем пластам – 15,1%; газопроницаемость по Ач₁₋₂ – 1,9 мД, Ач₃₋₄ – 2,1 мД, Ач₅₋₆ – 0,5 мД, по всем пластам – 1,5 мД.

Характеристики коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности пластов по данным ГИС и по лабораторным исследованиям представлены в таблице 2. Здесь показатели проницаемости по всем пластам варьируют от 0,01 мД до 297 мД, открытой пористости – от 10% до 29%. При совокупном рассмотрении значений из таблицы следует, что относительно хорошими ФЕС обладают пласты Ач₁³, Ач₂, Ач₃, Ач₄ и средними Ач₁⁵, Ач₅¹, Ач₅²⁻³.

Исходя из рассмотрения коллекторских свойств пластов (ФЕС и объемы залежей) в данном и предыдущем параграфах, можно сделать вывод, что наиболее благоприятными объектами для разработки являются пласты Ач₃, Ач₄, Ач₅²⁻³, Ач₂, Ач₁³.

Таблица 2

Характеристики фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов Ач₁²–
Ач₆¹ [15]

Наименование		Вид исследований						
		По ГИС				Лабораторные (керна)		
		Пористость, %	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Газонасыщенность, %	Нефтенасыщенность, %	Пористость по керосину/ по воде, %	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Остаточная водонасыщенность, %
Ач ₁ ²								
Количество скважин		3	3	-	1	3	3	1
Количество определений		31	31	-	3	48	48	1
Среднее значение		14,7	0,5	-	46,9	14,3 /-	0,2	60,9
Интервал изменения	от	12,2	0,1	-	34	11,5 /-	0,01	60,9
	до	19,6	36,1	-	60,3	19,4 /-	1,5	60,9
Ач ₁ ³								
Количество скважин		10	10	3	1	3 / 1	4	1
Количество определений		75	75	17	4	30 / 60	90	14
Среднее значение		16,2	1,3	55	63,1	20,1 / 20,6	2,66	52,3
Интервал изменения	от	11,5	0,1	39,4	56,7	13,6 / 17,6	0,05	46
	до	21,6	103,1	85,3	66,7	23,0 / 23,5	21	60,4
Ач ₁ ⁴								
Количество скважин		1	1	-	1	-	-	-
Количество определений		12	12	-	2	-	-	-
Среднее значение		14,7	0,5	-	44,4	-	-	-
Интервал изменения	от	13	0,1	-	44,4	-	-	-
	до	17	4,3	-	44,4	-	-	-
Ач ₁ ⁵								
Количество скважин		11	11	1	4	2 / 2	4	2
Количество определений		119	119	8	17	10 / 293	304	19
Среднее значение		16,1	1	39,6	52,1	13,6 / 16,0	0,5	58,6
Интервал изменения	от	13,2	0,1	31,6	32,6	11,3 / 11,6	0,03	32,0
	до	21,1	69,5	58	66,5	16,1 / 20,8	46,8	84,9
Ач ₂								
Количество скважин		27	27	8	4	6 / 4	8	5
Количество определений		228	228	49	24	104 / 197	257	88
Среднее значение		16,8	2	50,4	50,6	13,6 / 16,6	1,22	60,2
Интервал изменения	от	11,8	0,1	26,6	38,3	12,3 / 11,3	0,01	39,4
	до	23,2	213,4	74,4	62,4	23,1 / 20,8	22,8	88,4
Ач ₂ ²								
Количество скважин		2	2	2	-	- / 1	1	1
Количество определений		5	5	3	-	- / 8	6	8
Среднее значение		13,7	0,2	66,6	-	- / 13,5	0,96	70,8

Интервал изменения	от	12,3	0,1	64,3	-	- / 12,1	0,24	58
	до	15,7	1,4	69,9	-	- / 14,9	5,24	80,4
Ач ₃								
Количество скважин		198	198	143	20	59 / 40	78	41
Количество определений		2260	2260	1314	95	1115 / 2347	2799	1080
Среднее значение		16,8	1,6	56,4	60	17,0 / 17,0	0,56	63,2
Интервал изменения	от	11,2	0,1	23	26,3	11,1 / 11,1	0,01	12,3
	до	23,4	297,8	81,6	66,9	23,5 / 27,8	132	96,6
Ач ₄								
Количество скважин		204	204	168	13	49 / 39	67	34
Количество определений		1940	1940	1461	37	849 / 1432	1822	373
Среднее значение		16,5	1,3	57,5	54,2	17,1 / 17,5	0,81	60
Интервал изменения	от	11,1	0,1	23	30,4	11,1 / 11,1	0,01	25,8
	до	23,1	151,1	83,1	75,6	27,4 / 27,4	142,85	98,3
Ач ₅ ¹								
Количество скважин		21	21	2	19	13 / 2	15	3
Количество определений		148	148	11	92	151 / 338	486	41
Среднее значение		16,1	2,2	55,8	63,1	15,3 / 15,7	0,4	71,6
Интервал изменения	от	11,2	0,1	38,8	36,1	11,0 / 11,1	0,01	44,4
	до	21	95,9	80,8	81	20,9 / 18,4	16	92,8
Ач ₅ ²⁻³								
Количество скважин		202	201	174	25	55 / 32	68	31
Количество определений		4004	4020	2997	122	1745 / 2639	3621	807
Среднее значение		15,5	0,7	65,2	60,6	15,6 / 15,6	0,2	66,6
Интервал изменения	от	11	0,1	20,8	27	11,0 / 11,0	0,01	20,6
	до	22,9	130,7	83	82	22,2 / 21,5	77,6	98,7
Ач ₆ ⁰¹								
Количество скважин		15	15	-	15	12 / 2	12	1
Количество определений		181	181	-	108	234 / 20	220	17
Среднее значение		14	0,6	-	52,7	12,8 / 12,3	0,1	83,6
Интервал изменения	от	10	0,1	-	27,7	11,1 / 11,2	0,01	77,8
	до	19,5	29,6	-	81	17,0 / 13,3	2,2	89,6
Ач ₆ ⁰²								
Количество скважин		33	33	26	1	13 / 4	14	5
Количество определений		216	215	120	2	197 / 152	290	120
Среднее значение		14,2	0,6	59,5	66,6	13,6 / 13,4	0,11	85
Интервал изменения	от	10	0,1	23	65,2	11,0 / 11,2	0,01	55,4
	до	19,5	25	78	66,6	16,4 / 15,7	1,4	96,6
Ач ₆ ¹								
Количество скважин		40	40	20	8	14 / 5	17	3
Количество определений		455	455	102	37	323 / 118	306	17
Среднее значение		13,8	0,3	41,6	56,4	13,2 / 13,1	0,1	84,4
Интервал изменения	от	11	0,1	23	37,8	11,0 / 11,0	0,01	63
	до	20,1	29,6	69,4	66,8	29,3 / 17,5	2,9	96,6

Пласты Ач₃, Ач₄ и Ач₅

Ниже приводится общая характеристика нефтегазоносности горизонтов Ач₃, Ач₄ и Ач₅, включающих основные запасы УВ ачимовской толщи на месторождении.

Резервуар Ач₃₋₄ в подсчёте запасов 2003 г. рассматривался единым пластом. При пересмотре всей имеющейся геолого-геофизической информации и учете новых данных геологоразведки, специалистами, работающими над уточненной геологической моделью для единой технологической схемы разработки, принято решение о разделении резервуара Ач₃₋₄ на пласты Ач₃ и Ач₄. Такое деление позволило детализировать геологическую модель горизонта Ач₃₋₄, который рассматривается как единый объект разработки. Поэтому далее в работе будут фигурировать термины Ач₃ и Ач₄ как геологические объекты (пласты), Ач₃₋₄ как объект разработки.

Пласт Ач₃ прослежен узкой полосой меридионального простирания длиной более 170 км, шириной от 25 до 37 км. С запада и востока пласт ограничен линией выклинивания ачимовских отложений. В пласте Ач₃ аналогично с пластом Ач₄ выделяются три основные продуктивные части: северная, центральная и южная. Северная часть контролирует нефтяную залежь, она отделена от центральной газоконденсатной части экранирующим разломом, центральная часть отделена от южной газоконденсатной залежи зоной глинизации. Общая протяженность продуктивной части пласта Ач₃ с юга на север составляет 162,5 км, с запада на восток – от 25 до 37 км.

В центральной части пласта Ач₃ выделено восемь разных по насыщению залежей. В северо-западной части расположены три залежи: в районе скважин 754, 751 – нефтяные блоки, в районе скважин 794, 753 – газоконденсатнонефтяная залежь. Четыре западных блока: район скважины 125 Уренгойской – нефтяной блок, остальные в районе скважин 695, 709, 284 Уренгойских – газоконденсатные блоки.

Основная залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой на юго-западе расположена в центральной части пласта, вскрыта 36 скважинами в газоконденсатной зоне и 8 скважинами в нефтенасыщенной зоне. Залежь на западе и востоке ограничена линиями выклинивания пласта, на севере – зоной глинизации, которая прослежена в скважинах 671, 277, 711, 696 Уренгойских и др. На севере экранирующий разлом отделяет данную газоконденсатную залежь от северной нефтяной залежи.

Все скважины, вскрывшие залежь, продуктивны до подошвы, водоносных коллекторов не выделено. ГНК определен на а.о. -3552 м, ВНК не определен, размеры блока составляют 61×15-31 км, высота залежи – 280 м. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная, тектонически экранированная.

Дебиты газоконденсатной смеси при испытании скважин изменяются от 5,75 тыс.м³/сут на штуцере 10 мм (скв. 419 Уренгойская) до 441,5 тыс.м³/сут на диафрагме 12,3 мм (скв. 707 Уренгойская).

Дебиты нефти при испытании изменяются от 5,35 м³/сут на штуцере 10 мм (скв. 290 Уренгойская) до 72,4 м³/сут на штуцере 9 мм (скв. 293 Уренгойская). Во всех фонтанирующих скважинах, кроме скважины 291, установлен большой газовый фактор.

Газонасыщенные толщины изменяются от 2 м (скв.713 Уренгойская) до 43,3 м (скв. 716 Уренгойская). Нефтенасыщенные толщины варьируют от 1,4 м (скв. 289 Уренгойская) до 15 м (скв.694 Уренгойская).

В скважине 718 Уренгойской вскрыта южная газоконденсатная залежь пласта Ач₃, эффективная газонасыщенная толщина составила 1,6 м.

В структурном отношении нефтегазоносность горизонта Ач₄ сосредоточена в целом в центральной части Центрально-Уренгойского вала, восточному и северо-восточному, а также частично западному погружению последнего (Есетинская, Восточно-Уренгойская площади). Общая выявленная площадь нефтегазоносности составляет более 1000 км².

Песчаное тело горизонта Ач₄ по данным сейсморазведочных работ распространяется в северном направлении до наиболее северной в пределах восточного склона Уренгоя скважины 756 и оконтуривание его еще не закончено (рис. 10).

Контакт «углеводороды–вода» не вскрыт при подошве продуктивных по каротажу коллекторов в скв. 756 на абс. отм. -3749 м.

В западной части залежи на погружении западного крыла несколькими разведочными скважинами при испытании зафиксированы признаки нефти.

Дебит нефти скважины 280 составил 72 м³/сут. на 8-мм штуцере.

Размеры газоконденсатной залежи в пределах изученной глубоким бурением территории в целом составляет 112×30 км, высота до 290 м. Размеры предполагаемой нефтяной оторочки 14×4 км, высота более 84 м. Залежи УВ являются литологически экранированными с АВПД. Коэффициент аномальности составляет 1.7-1.8.

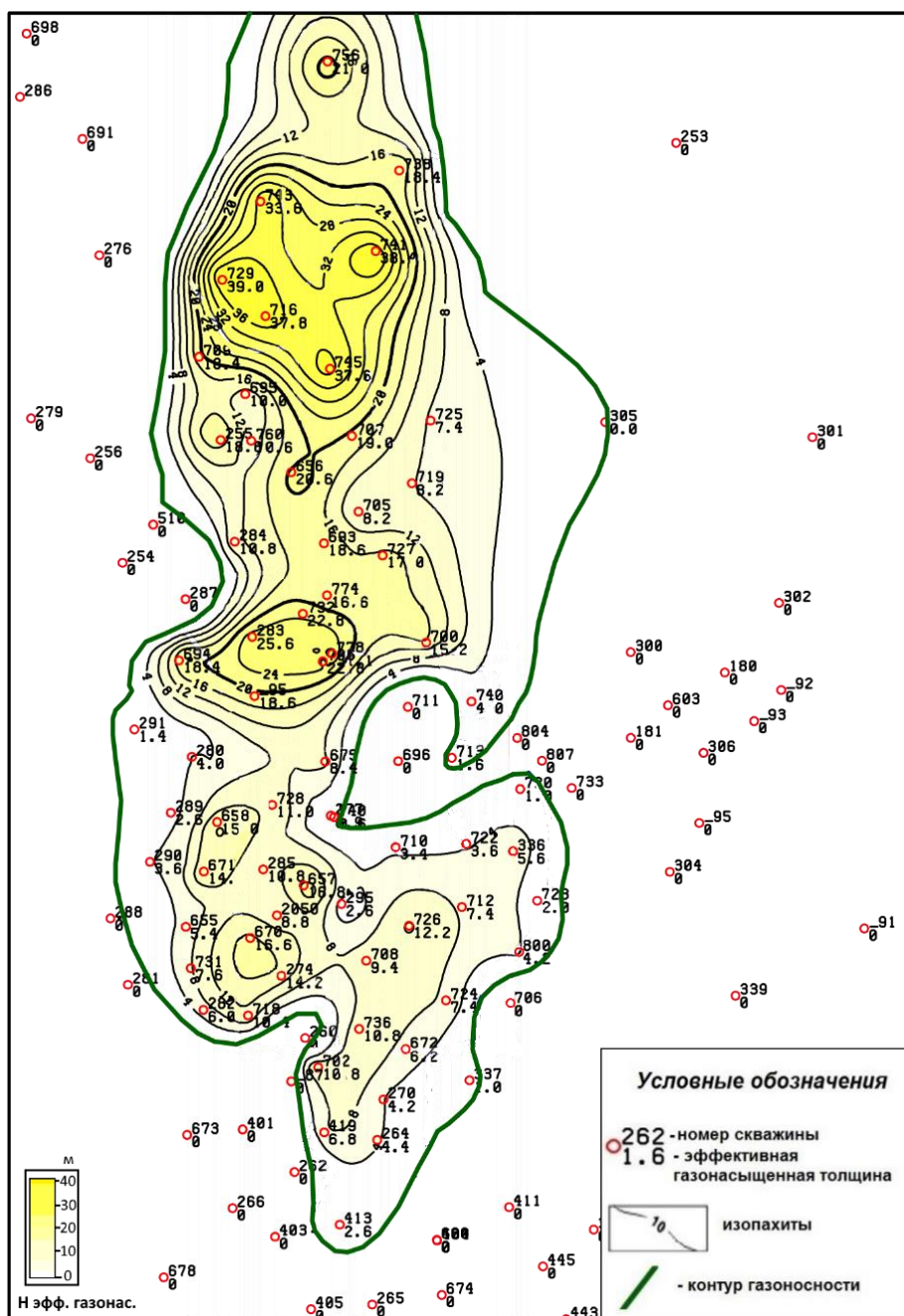


Рисунок 10 Карта эффективных газонасыщенных толщин горизонта Ач₄ [15]

Горизонт Ач₅ также относится к числу основных эксплуатационных объектов второго опытного участка. Поле газонасыщенности его несколько смещено к востоку по сравнению с Ач₄ и в структурном отношении приурочено к центральной части, восточному и северо-восточному погружениям Центрально-Уренгойского вала, а также захватывает на востоке Восточно-Уренгойское, Есетинское и Северо-Есетинское л.п. Общая площадь газонасыщенности пласта составляет более 1280 км².

Наиболее низкая отметка подошвы продуктивного коллектора горизонта Ач₅ отмечена в скв. 725 на уровне -3777 м.

Максимальные эффективные газонасыщенные толщины достигают 52.4 м (скв. 804), карта эффективных газонасыщенных толщин горизонта Ач₅ приведена на рисунке 11.

Пластовое давление по замерам изменяется в пределах 49.2 - 63.0 МПа, пластовая температура – 101-114°С, что несколько выше, чем по горизонту Ач₄. Размеры залежи в целом для горизонта составляют 80×(12-36) км, высота около 300 м. Тип залежи — литологически экранированный.

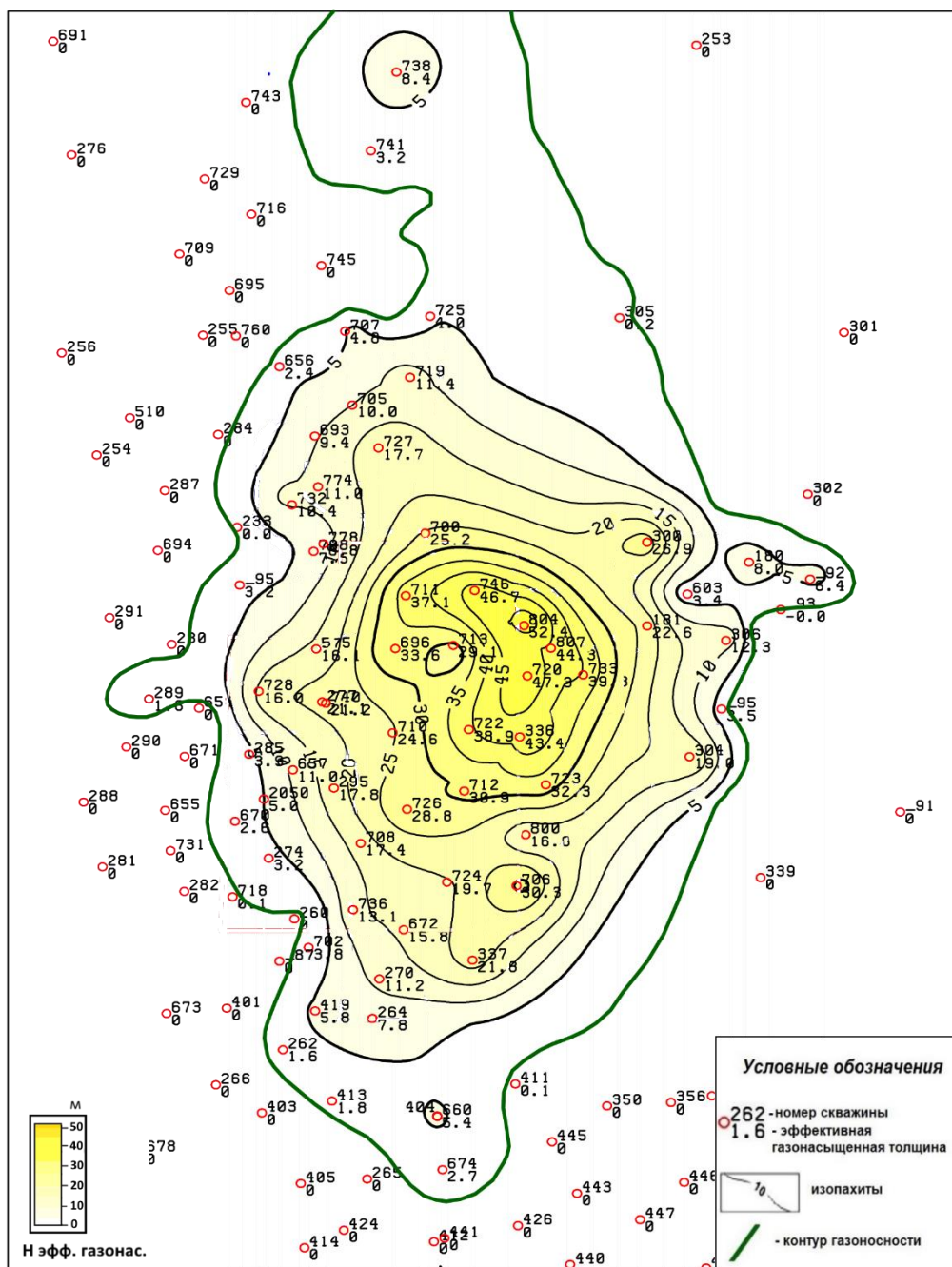


Рисунок 11 Карта эффективных газонасыщенных толщин горизонта Ач₅ [15]

3.2.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов

По пробам, отобраным при первичных промысловых газоконденсатных исследованиях, плотность стабильного (дегазированного) конденсата изменяется от 0,7561 до 0,8179 г/см³.

Температура начала кипения конденсата изменяется от 250 до 49,5°С.

Молекулярная масса конденсата варьирует от 112 до 153,6.

По групповому углеводородному составу конденсат относится к смешанному типу, содержание ароматических углеводородов варьирует от 9,39% до 22,97% объема. Компонентный состав газа и газового конденсата в мольных долях приведен в таблице 3.

Состав пластового газа ачимовских залежей Уренгойской группы месторождений является в основном метановым. Концентрация метана в газе изменяется от 74,07% мольных до 89,661% мольных.

Пластовое давление 60 МПа. Пластовая температура 380 К. Коэффициент сверхсжимаемости 1,35 доли ед [15].

Таблица 3

Компонентный состав газа и газового конденсата ачимовских залежей Уренгойского месторождения [15]

Компонент	Газ	Газовый конденсат
	% мольных	
Метан	89,661	9,629
Этан	6,998	11,127
Пропан	2,091	214,483
Изо-бутан	0,266	4,592
Н-бутан	0,199	5,012
Изо-пентан	0,074	4,671
Н-пентан	0,044	3,949
С6+	0,474	46,030
Азот	0,053	-
Диоксид углерода	0,123	0,273
Метанол	0,016	0,223
Вода	0,001	0,015

3.2.4 Запасы углеводородов по залежам ачимовских отложений

В таблице 4 приведены текущие запасы газа, конденсата и нефти по ачимовским отложениям Уренгойского месторождения, числящиеся на Государственном балансе по состоянию на 01.01.2015.

Всего на Уренгойском месторождении по залежам ачимовских отложений начальные запасы газа на 01.01.2015 составляют 1671,759 млрд. м³, в т.ч. по категории С₁ – 1389,491 млрд. м³, по категории С₂ – 282,268 млрд. м³; начальные запасы конденсата (геологические /извлекаемые) – 507,843 / 265,203 млн. т, в т.ч. по категории С₁ – 423,915 / 221,017 млн. т, по категории С₂ – 83,928 / 44,186 млн. т, начальные (=текущие) запасы нефти (геологические /извлекаемые) – 202,551 / 41,553 млн. т, в т.ч. по категории С₁ – 71,287 / 15,004 млн. т, по категории С₂ – 131,264 / 26,549 млн. т.

По результатам рассмотрения в ГКЗ отчета по пересчету запасов конденсата в мае 2015 г. с учетом увеличения потенциального содержания конденсата по залежам пластов Ач₃₋₄, Ач_{5²⁻³} начальные запасы конденсата Уренгойского месторождения определены в следующих количествах (геологические /извлекаемые): 575,480 / 300,960 млн. т, в т.ч. по категории С₁ – 481,251 / 251,389 млн. т, по категории С₂ – 94,229 / 49,571 млн. т [14].

Уникальными запасами газа и конденсата обладают объекты Ач₃₋₄, Ач_{5²⁻³}, крупные запасы сосредоточены в пластах Ач₂ и Ач_{1³}. Наибольшие извлекаемые запасы нефти сосредоточены в объекте Ач₃₋₄, они относятся к категории средних, так же, как и запасы в залежах Ач₂, Ач_{1⁴} (Ач_{1⁵} немного меньше 5 млн т.).

Состояние запасов газа, конденсата, нефти по ачимовским отложениям Уренгойского месторождения [14]

Пласт	Фазовое состояние газа	Накопленная добыча газа на 01.01.2015, млн. м ³	Текущие геологические запасы газа, млн. м ³			Накопленная добыча конденсата на 01.01.2015, тыс. т.	Текущие запасы конденсата, тыс. т.			Текущие запасы нефти, тыс. т.		
			C1	C2	C1+C2		геологические извлекаемые			геологические извлекаемые		
							C1	C2	C1+C2	C1	C2	C1+C2
Ач ₁ ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<u>2 902</u> 580	<u>2 902</u> 580
Ач ₁ ³	СВ	-	18 576	3 200	21 776	-	<u>5 081</u> 3 049	<u>875</u> 525	<u>5 956</u> 3 574	-	-	-
Ач ₁ ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<u>27 026</u> 5 405	<u>27 026</u> 5 405
Ач ₁ ⁵	ГШ	-	2 813	1 639	4 452	-	<u>770</u> 462	<u>574</u> 345	<u>1 344</u> 807	<u>9 272</u> 1 854	<u>12 856</u> 2 572	<u>22 128</u> 4 426
Ач ₂	СВ+ГШ	-	24 265	7 800	32 065	-	<u>6 638</u> 3 984	<u>2 135</u> 1 280	<u>8 773</u> 5 264	<u>14 973</u> 3 743	<u>14 939</u> 2 987	<u>29 912</u> 6 730
Ач ₂ ²	СВ	-	388	1 032	1 420	-	<u>106</u> 64	<u>282</u> 169	<u>388</u> 233	-	-	-
Ач ₃₋₄	СВ+ГШ	13 956	872 993	173 395	1 046 388	4 632	<u>251 939</u> 131 450	<u>47 789</u> 25 729	<u>299 728</u> 157 179	<u>47 042</u> 9 407	<u>71 312</u> 14 559	<u>118 354</u> 23 966
Ач ₅ ¹	СВ	-	3 345	6 006	9 351	-	<u>1 134</u> 567	<u>2 036</u> 1 018	<u>3 170</u> 1 585	-	<u>1 714</u> 343	<u>1 714</u> 343
Ач ₅ ²⁻³	ГШ	6 772	444 595	87 479	532 074	2 325	<u>150 683</u> 74 180	<u>29 655</u> 14 828	<u>180 338</u> 89 008	-	<u>515</u> 103	<u>515</u> 103
Ач ₆ ⁰²	СВ	-	1 396	991	2 387	-	<u>474</u> 237	<u>336</u> 168	<u>810</u> 405	-	-	-
Ач ₆ ¹	СВ+ГШ	-	392	726	1 118	-	<u>133</u> 67	<u>246</u> 124	<u>379</u> 191	-	-	-
Всего	СВ	-	281 542	100 828	382 370	-						
	ГШ	20 727*	1 087 221	181 440	1 268 661	-	<u>416 958</u>	<u>83 928</u>	<u>500 886</u>	<u>71 287</u>	<u>131 264</u>	<u>202 551</u>
	СВ+ГШ	20 727*	1 368 763	282 268	1 651 031	6 957	214 060	44 186	258 246	15 004	26 549	41 553

Примечание: *согласно справке о накопленной добыче углеводородов по ачимовским залежам Уренгойского месторождения (исх. № РЗ/09-32 от 27.01.2015 ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Вывод

Геологический разрез Уренгойского месторождения состоит из палеозойско-мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, который залегает на палеозойском складчатом фундаменте. Ачимовская толща представляет собой неоднородные песчано-алевролитовые пласты, представляющие собой фондоформные части валанжинских клиноформ. Ее мощность варьирует от 80 до 418 м.

Нефтегазоносность в пределах месторождения установлена в широком стратиграфическом диапазоне: от сеноманского яруса верхнего мела до тоарского яруса нижнеюрских отложений. Выделено 4 нефтегазоносных комплекса: сеноманский, неокомский, ачимовский и юрский, из которых в разработке находятся 2 первых. Ачимовский НГК, несмотря на то, что является одним из наиболее сложнопостроенных объектов разреза, активно вводится в разработку.

Ачимовские коллекторы относятся к трещинному и смешанному порово-трещинному типам. Несмотря на относительно высокие значения пористости - в среднем от 16% до 20%, в целом, ФЕС ачимовских коллекторов низкие: проницаемость от 0,01 до 10 мД. В данных отложениях Уренгойского нефтегазоносного района отмечается наличие аномально высоких давлений и температур.

Газ в ачимовских залежах кроме метана (74-89,7% мольных) содержит этан, пропан, бутан. В пластовом газе наблюдается высокое содержание конденсата.

Наибольшими размерами залежей и повышенными коллекторскими свойствами характеризуются горизонты Ач₃, Ач₄, Ач₅. Относительно хорошими ФЕС также обладают горизонты Ач₁³, Ач₂.

Запасы газа и газоконденсата в ачимовских отложениях в последние годы возросли за счет уточнения геологических моделей залежей и увеличения потенциального содержания конденсата. По состоянию на 01.01.2015 начальные запасы УВ в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения по категориям С₁+С₂ составили: газ – 1671,759 млрд. м³, конденсат (извлекаемые) – 300,960 млн. т, нефть (извлекаемые) – 41,553 млн. т.

4 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

4.1 Геолого-физическая характеристика пластов

На территории Уренгойского месторождения распространены следующие продуктивные отложения преимущественно газоконденсатного насыщения:

- Ач₁² нефтяная залежь;
- Ач₁³ газоконденсатная залежь;
- Ач₁⁴ нефтяная залежь;
- Ач₁⁵ нефтегазоконденсатная залежь;
- Ач₂² газоконденсатная залежь;
- Ач₂ нефтегазоконденсатные залежи;
- Ач₃₋₄ газоконденсатнонефтяные залежи;
- Ач₅¹ газоконденсатнонефтяная залежь;
- Ач₅²⁻³ газоконденсатнонефтяная залежь;
- Ач₆⁰² газоконденсатные залежи;
- Ач₆⁰¹ газоконденсатная залежь;
- Ач₆¹ нефтегазоконденсатная залежь.

Коллекторские и физические свойства, насыщенность нефтью, газом и водой пластов ачимовских отложений приведены в таблице 5.

По данным таблицы видно, что площади нефтегазоносности пластов варьируют от 25,4 млн. до 88 млн. м², а наибольшие площади достигаются у пластов Ач₃ и Ач₄ – более 1 млрд.м² по газоносности, около 340 млн. м² и 154 млн. м² по нефтеносности соответственно, у Ач₅²⁻³ примечательна площадь газоносности >954 млн м².

Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина максимальна у пластов Ач₁⁴ (10,6 м), Ач₁⁵ (9,1 м), Ач₂ (7,9 м). Средняя эфф. газонасыщенная толщина - у пластов Ач₃ (18,9 м), Ач₅²⁻³ (16,7 м), Ач₁³ (11,1 м).

Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ находится в небольшом диапазоне от 0,44 до 0,62, в ВНЗ от 0,44 до 0,6, пласта в общем от 0,44 (Ач₁⁴) до 0,66 (Ач₅²⁻³), коэффициент газонасыщенности от 0,48 (Ач₆¹) до 0,67-0,68 (Ач₃, Ач₄ и Ач₅²⁻³).

Проницаемость в лучшую сторону отличается у пластов Ач₂, (2,0 мД), Ач₃ (1,5 мД), Ач₁³, Ач₄ (по 1,3 мД), начиная с Ач₁⁵ (1мД), показатель ухудшается вплоть до 0,2 мД.

Коэффициент песчанистости резко низкий у пластов Ач₂² (0,24) и Ач₆¹ (0,34), у остальных горизонтов от 0,44 до 0,66 – то есть можно сказать, что эффективные мощности занимают примерно половину общих мощностей пластов.

Геолого-физическая характеристика продуктивных ачимовских пластов Уренгойского месторождения [14]

№ п/ п	Параметры	Размер- ность	Продуктивные пласты											
			Ач ₁ ²	Ач ₁ ³	Ач ₁ ⁴	Ач ₁ ⁵	Ач ₂	Ач ₂ ²	Ач ₃	Ач ₄	Ач ₅ ¹	Ач ₅ ²⁻³	Ач ₆ ⁰²	Ач ₆ ¹
1	Средняя глубина залегания кровли	м	-3603	-3415	-3684	-3560 - 3570	-3416 - 3587	-3591	-3488 -3857	-3600-3680	-3860; - 3745	-3621; - 3800	-3640; - 3652	-3697; - 3768
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-3627	-	-3724	-3584; - 3606	-3626; - 3615; - 3467	-	-3914; - 3704; -3697; - 3669; - 3498	-3926	-3980	-3780	-	-3797; - 3897
3	Абсолютная отметка ГНК	м	-	-	-	-3569	-3564; - 3610; - 3454	-	-3679	-3685; -3555	-	-3769	-	-3780
4	Абсолютная отметка ГВК	м	-	-3440	-	-	-3433	-3623	-3552; -3587; -3516	-3746	-	-	-3818	-
5	Тип залежи	-	Пластовая, сводовая, литологич ески экраниров анная	Пластовая, сводовая, литологич ески экранирова нная	Пластовая, литологич ески экранирова нная	Пластовая, сводовая, тектониче ски и литологич ески экранирова нная	Пластовая, сводовая, тектониче ски и литологич ески экранирова нная	Пластовая, сводовая, литологич ески экранирова нная	Пластовая, сводовая, тектониче ски и литологич ески экранирован ная	Пластовая, сводовая, тектониче ски и литологич ески экранирован ная	Пластовая, тектонич ески и литологич ески экраниров анная	Пластовая, сводовая, тектонич ески и литологич ески экраниров анная	Пластовая, литологич ески экраниров анная	Пластовая, сводовая, тектонич ески и литологич ески экранирова нная
6	Тип коллектора	-	терригенн ый поровый	терригенны й поровый	терригенны й поровый	терригенн ый поровый	терригенн ый поровый	терригенны й поровый	терригенный поровый	терригенный поровый	терригенн ый поровый	терригенн ый поровый	терригенн ый поровый	терригенны й поровый
7	Площадь нефте/газонасыщенности	тыс.м ²	25473 /-	- / 64428	88451 /-	61700 /18252	84470/ 173110	-/ 35232	339996/ 1072624	153943 / 1011394	17170/ 76710	18673 /954622	-/34217	-/25424
8	Средняя общая толщина	м	30,3	22,3	28,1	26,5	25,1	6,3	27,5	21,9	15,4	36,9	16,0	26,6
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	3,5	-	10,6	9,1	7,9	-	6,2	5,0	2,0	1,4	-	-
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	-	11,1	-	8,0	6,2	1,5	18,9	9,4	5,7	16,7	2,5	2,0
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	11,8	11,4	-	12,0	12,2	-	14,5	9,0	-	8,4	-	17,8
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,16	0,19	0,15	0,17	0,18	0,13	0,17	0,16	0,14	0,16	0,14	0,15
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,47	-	0,44	0,56	0,53	-	0,60	0,53	0,62	0,56	-	-
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,47	-	0,44	0,55	0,51	-	0,60	-	-	-	-	-
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,47	-	0,44	0,54	0,52	-	0,60	0,53	0,62	0,66	-	-
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	-	0,50	-	0,57	0,53	0,66	0,67	0,68	0,49	0,67	0,64	0,48
17	Проницаемость	10 ⁻³ мкм ²	0,5	1,3	0,5	1,0	2,0	0,2	1,5	1,3	0,5	0,7	0,6	0,3
18	Коэффициент песчанности	доли ед.	0,47	0,57	0,66	0,48	0,49	0,24	0,5	0,49	0,52	0,5	0,44	0,34
19	Расчлененность	ед.	9,3	5,3	9	7,7	6,4	2,5	8,8	7,3	2,5	15,1	5,5	10,5
20	Начальная пластовая температура	°С	103	-	108	105	101	107	107	109	112	109	112	111
21	Начальное пластовое давление	МПа	59,5	-	54,5	59,2	58,5	57,8	59,9	60,5	60,9	61,0	60,8	60,7

22	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,817	-	0,817	0,817	0,822	-	0,817	0,824	-	0,814	-	-
23	Давление насыщения нефти газом	МПа	31,9	-	31,9	31,9	37	-	31,8	31,8	-	30,5	-	-
24	Газосодержание	м ³ /т	483,51	-	483,51	483,51	415,13	-	483,51	383,55	-	289,36	-	-
26	Давление начала конденсации	МПа	-	29,9	-	29,9	29,9	29,9	55,4	55,6	56,7	57,2	38,1	38,1
27	Потенц. содерж. стаб. конденсата в газе (C5+)	г/м ³	-	257,9	-	257,9	257,9	257,9	223,8	348,2	436,9	322,9	319,7	319,7
28	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.	-	1,328	-	1,333	1,324	1,315	1,343	1,361	1,364	1,365	1,366	1,366
29	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1,005	1,004	-	-	1,004	1,004	1,006	1,006	-	1,003	-	-
30	Коэффициент вытеснения	доли ед.	0,33	0,5	0,284	0,427	0,406	-	0,449	-	-	-	-	0,484
31	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут * МПа	-	-	-	7,35	6,08	-	-	-	-	-	-	0,25

По коэффициенту расчлененности видно, что большинство пластов неоднородны, высокая расчлененность наблюдается у пластов Ач₅²⁻³, Ач₆¹.

Имеющиеся данные коэффициентов вытеснения невысоки – от 0,4 до 0,5, а у пластов Ач₁² и Ач₁⁴ 0,33 и 0,28 соответственно.

Физические свойства флюидов также представлены в таблице.

Следует отметить высокие начальную пластовую температуру, равную 101-112°С, и начальное пластовое давление 55-61 МПа.

Дебиты скважин по залежам указаны в таблице 6. Значительные дебиты газа и конденсата встречаются в скважинах, вскрывших залежи в пластах Ач₂, Ач₃, Ач₄, Ач₅²⁻³, Ач₆¹. Высокие показатели только по конденсату, имеются в залежах пластов Ач₁³, Ач₆⁰², средние – Ач₁³, Ач₅¹. Средние дебиты газоконденсатной смеси при исследовании на различных режимах во многих скважинах превышают 200 тыс. м³/сут (в некоторых скв. достигают 800-1000 м³/сут), а дебиты стабильного конденсата варьируют от 80 до 150 м³/сут, в то же время отдельные участки характеризуются низкоэнергетическими свойствами и при испытании дают низкодебитные притоки газоконденсата.

Высокие дебиты нефти достигаются в скважинах по пластам Ач₁⁵, Ач². Хороших значений (в категории среднедебитных) достигают скважины, вскрывшие пласты Ач₃, Ач₄, Ач₅²⁻³, в пластах Ач₁², Ач₅¹, Ач₆¹ значения дебита до 10-15 т/сут. В остальных пластах скважины не дали притока нефти либо дали малые дебиты.

4.2 Литолого-петрофизическая характеристика коллекторов

Продуктивные ачимовские резервуары на Уренгойском месторождении представлены в основном переслаиванием песчаников, алевролитов и непроницаемых аргиллитов. Кроме того, разрез пачки осложнен интервалами карбонатизации. Строение ачимовской пачки крайне неоднородное как по глубине, так и по простиранию. Пласты имеют линзовидный характер залегания с характерными оползневыми структурами и текстурами брекчирования.

Песчаники ачимовских пластов сероцветные, преимущественно мелкозернистые, алевролиты крупнозернистые, аркозового состава, средне- и крепкосцементированные глинистым и карбонатно-глинистым цементом, часто известковистые, однородные и слоистые. Встречается значительное количество углистого детрита.

Дебиты скважин по залежам ачимовских пластов Уренгойского месторождения [15]

Пласт		Ач ₁ ²	Ач ₁ ³		Ач ₁ ⁴	Ач ₁ ⁵		Ач ₂				Ач ₂ ²	Ач ₃										
Залежь		-	Залежь в районе скв.739	Залежь в районе скв.676	-	Район скв. 753, 794	Район скв.224	Первый блок Р-н скв.757, 743	Второй блок Район скв.753	Первый блок район скв.256	Третий блок район скв.257	-	Северная (р-н скв.250)	Центральная (р-н скв.737)	Центральная (р-н скв.754)	Центральная (р-н скв.794, 753)	Центральная (р-н скв.751)	Центральная (р-н скв.695)	Центральная (р-н скв.709, 255)	Центральная (р-н скв.125)	Центральная (скв.284, 287,510)	Южная (скв. 262,413, 440)	
Дебиты скважин,	тыс.м ³ /сут	По конд./газ.сеп	/1,09-25,40	/22,68-319,37	-	-	32,40/29,93	-	50,94	27,46/2,67-113,10	/57,21-257,10	-	/11,10	-	5,75-441,50	/35,23	/21,99-23,33	-	/213,71	/13,45	-	2,30/59,00	/532,0
	т/сут	по конден.	-	4,55-118,00	-	-	10,29	-	-	58,41	15,50	плёнка	12,43	-	-	-	7,64	-	18,20	3,50	-	10,50	115,00
		по нефти	2,10-15,00	-	3,90-4,22	1,98	1,50	4,10-171,45	43,20-168,20	0,28	11,40	-	-	6,90-66,75	5,35-72,40	91,46	16,46	1,27	-	-	1,55	-	0,68
		по воде	18,40-19,20	3,05-63,60	-	-	16,30	7,80-107,30	107,00	93,13	39,36-110,20	25,60	-	-	-	-	-	8,97	5,47	4,60	-	38,65	17,20
Тип залежи по УВ составу		Н	ГК	Н	Н	НГК	Н	НГК	НГК	НГК	ГКВ	ГК	Н	ГКН	Н	ГКН	Н	ГК	ГК	Н	ГК	ГК	

Продолжение таблицы 6

Пласт		Ач ₃	Ач ₄				Ач ₅ ¹			Ач ₅ ²⁻³			Ач ₆ ⁰¹	Ач ₆ ⁰²		Ач ₆ ¹		Ач ₆ ²	
Залежь		Южная (р-н 677, 678)	Центральная (р-н скв.180)	Центральная (р-н скв.753)	Центральная (р-н скв.757)	Южная (р-н скв.290)	Р-н скв.737	Р-н скв.253,254	Р-н скв.180	Основная	Р-н скв.253, 254	Р-н скв.180	-	Основная	Р-н скв.452	Основная р-н скв.180	Р-н скв 339,357	Р-н скв.406	
Дебиты скважин,	тыс.м ³ /сут	По конд./газ.сеп	-	-	23,33	/23,86	623,30/141,10-563,00	41,46	-	-	10,02-758,40/147,10	-	-	-	24,69-92,96/2,16-28,82	22,37	24,69-59,23/8,99-164,74	22,37-48,56/1,90	/0,10
	т/сут	по конден.	-	-	-	19,05	-	-	-	2,50-167,00	-	-	-	6,50-31,50	-	59,84	2,20	ж-0,48	
		по нефти	3,70	6,90	16,46	-	5,35-72,40	1,42-15,00	5,20-15,40	-	1,80	14,85-39,00	5,58-22,80	-	-	10,84	1,02	плёнка	
		по воде	-	-	-	-	-	-	-	-	0,57	-	1,20-2,18	-	-	23,04	3,26-25,01	ж-0,03	
Тип залежи по УВ составу		Н	Н	Н	ГК	ГКН	ГК	Н	Н	ГКН	Н	Н	Н	ГК	ГК	НГК	НГК	Н	

Одновременно с сохранением высоких емкостных свойств коллекторы ачимовских отложений характеризуются низкими фильтрационными характеристиками. Этому способствует сложность структуры пустотного пространства коллекторов, которую обусловили следующие факторы:

- высокая глинистость,
- низкая отсортированность и беспорядочная упаковка обломочного материала,
- гнездовидное распределение карбонатного материала,
- крустификационное строение хлоритовых пленок на поверхности пор и зерен и тп.

Изучение структур пустотного пространства, проведенное по эквивалентным значениям диаметра пустот (эквивалент - круг), показывает, что большинство пустот в породе укладывается в диапазон эквивалентных диаметров 25-125 мкм. Максимальные размеры пустот в эквивалентном диаметре составили 160-200 мкм [1]. Распределения пустот по размерам свидетельствует о том, что, несмотря на преобладание в породе числа мелких пор, больший вклад в пористость вносят поры более крупного размера.

Исследования микроструктуры и морфологии частиц и пустот в породе при помощи сканирующего электронного микроскопа свидетельствуют о наличии сложной структуры пустотного пространства, крустификационного хлоритового цемента, хлоритизации, гидрослюдизации поверхности зерен, новообразований кварца, недоуплотнения породы, разрушения и хлоритизации полевых шпатов, трещин напряжения в полевых шпатах.

Влияние выше перечисленных параметров на прогнозирование ФЕС.

Из-за упомянутых текстурно-литологических неоднородностей коллекторов ачимовских отложений их изучение и эксплуатация сопряжены с рядом серьезных проблем. В частности, для них не приемлемы традиционные физико-литологические модели, что требует поиска более сложных и наукоемких решений. На данный момент достоверность прогноза ФЕС геофизическими методами в ачимовских отложениях очень низка. В качестве одного из перспективных решений в работе Борисова А.Г. [1] рассмотрена литолого-петрофизическая модель, основанная на использовании модифицированного индикатора зоны потока (FZI2), которая может быть использована как для прогноза проницаемости отложений по геофизическим методам, так и для построения геологических и гидродинамических моделей залежей.

В последнее время в зарубежной и отечественной практике приобретает популярность разбивка сложных коллекторов на единицы гидравлического потока (HFU)

на основании индикатора зоны потока $FZI = \frac{RQI}{\varphi z} = \frac{0,0314 \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{п}}}}{1 - K_{п}}$, где RQI-индекс качества коллектора, φz - относительная (нормализов.) пористость, $K_{п}$ -пористость, доля ед.; $K_{пр}$ -проницаемость, 10^{-3}мкм^2 . В его концепции лежит выделение литологических типов пород с близкими характеристиками порового пространства. Согласно ей, геометрия порового пространства обусловлена седиментационными и диагенетическими процессами и напрямую связана как со статическими (пористость, структура порового пространства), так и динамическими (абсолютная и фазовые проницаемости, капиллярные свойства) параметрами резервуара. Кроме того, концепцией предусматривается существование в резервуаре отдельных его частей (прослоев), функционирующих как самостоятельные гидравлические единицы. Причем эти единицы носят сплошной и протяженный характер.

Таким образом, породы можно разделять на некие кластеры, которые получили название единиц гидравлического потока (HFU). Каждая единица определяется как представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства (определяемые геофизическими параметрами), влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других пород. Разделение пород на классы по FZI (всего 6 различных HFU) во многом аналогично классификации Ханина.

Одна из основных проблем применения FZI заключается в том, что для низкопроницаемых песчано-алевритовых отложений Западной Сибири свойственно наличие изгиба на зависимости «пористость - проницаемость» [1]. В результате чего в одну HFU попадают коллекторы разных классов, т. е. с принципиально разными свойствами. Для устранения данного недостатка и адаптации формулы к ачимовским отложениям (FZI2), вместо абс. проницаемости пород в формуле была использована эффективная газопроницаемость в пластовых условиях, а в знаменателе вместо открытой пористости - пористость скелета в пластовых условиях, которая представляет собой сумму

пористости в пластовых условиях и объемной глинистости $FZI2 = \frac{0,0314 \sqrt{\frac{K_{прг(эф пл)}}{K_{п(пл)}}}}{\frac{K_{п(ск пл)}}{1 - K_{п(ск пл)}}} = \frac{0,0314 \sqrt{\frac{K_{прг(эф пл)}}{K_{п(пл)}}}}{\frac{K_{п(пл)} + K_{гл}}{1 - K_{п(пл)} - K_{гл}}}$, где $K_{прг(эф пл)}$ - газопроницаемость в пластовых условиях, 10^{-3}мкм^2 ; $K_{п(пл)}$ - пористость в пластовых условиях; $K_{п(ск пл)}$ - пористость скелета в пл. усл.; $K_{гл}$ - объемная глинистость.

В целом же наиболее коррелируемыми с HFU параметрами в ачимовских отложениях являются проницаемость, глинистость и радиоактивность.

Гранулометрическая глинистость недостоверно отражает объемное содержание глинистого материала в ачимовских отложениях из-за того, что полностью отделить глинистые частицы от прочих минералов очень трудно. Кроме того, в ачимовских отложениях присутствует большое количество обломков неглинистых минералов, попадающих в глинистую фракцию. Тем не менее установлено существование критической глинистости, превышение которой делает породу однозначно неколлектором [1].

Выделение гидравлических единиц по геофизическим методам весьма затруднительно из-за сильного влияния слоистой неоднородности на проницаемость ачимовских отложений (сложность состоит в учете формы непроницаемых глинистых слоев). Данный фактор сильно затрудняет внедрение описанной технологии. Для идентификации единиц необходимо применять вероятностный анализ.

Вывод

Помимо пластов Ач₃, Ач₄, Ач₅²⁻³, которые уже разрабатываются (ОПР) на месторождении, хорошими геолого-физическими характеристикам обладает пласт Ач₂, также высоки дебиты скважин, вскрывших НГК залежи этого пласта. По запасам УВ данный пласт также примечателен (см. п. 3.2.4). Пласты Ач₁²⁻³⁻⁴⁻⁵ имеют положительные емкостные характеристики, отмечены по количеству запасов (Ач₁³ - газа, Ач₁⁴, Ач₁⁵ - нефти), но из них Ач₁² и Ач₁⁴ имеют слабые фильтрационные характеристики и низкие дебиты скважин. Высокие дебиты по газу и конденсату имеет скважина в залежи пласта Ач₆¹, в то же время геолого-физические показатели низкие (проницаемость 0,3 мД, низкая песчанность, большая расчлененность), что может свидетельствовать о неоднородности пласта по литологическому составу, глинизации на значительных площадях развития. Утвержденные запасы газа в залежи не большие.

Таким образом, в дальнейшем к разработке может рассматриваться пласт Ач₂ (НГК залежи). В следующую очередь пласты Ач₁³-Ач₁⁵ (НГК и ГК залежи) и, возможно, Ач₁²-Ач₁⁴ (Н залежи) в качестве единых объектов, поскольку залежи характеризуются близкими ФЕС, начальными термобарическими условиями, относятся к одному типу и имеют одинаковый состав и свойства пластового флюида.

Продуктивные ачимовские пласты на Уренгойском месторождении представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и непроницаемых аргиллитов. Разрез пачки осложнен интервалами карбонатизации, строение крайне неоднородное как по глубине,

так и по простиранию. Пласты имеют линзовидный характер залегания с характерными оползневыми структурами и текстурами брекчирования. Низким фильтрационным характеристикам коллекторов способствует сложность структуры пустотного пространства.

В связи с этим для ачимовских коллекторов требуются сложные и наукоемкие решения по физико-литологическому моделированию и прогнозу ФЕС геофизическими методами. В качестве примера одного из перспективных решений рассмотрена литолого-петрофизическая модель, основанная на использовании модифицированного индикатора зоны потока (FZI2), которая может быть использована как для прогноза проницаемости, так и для построения геологических и гидродинамических моделей залежей.

5 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРАБОТКИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

5.1 Разработка ачимовских отложений на Уренгойском месторождении

По состоянию на 01.09.2014 на Уренгойском месторождении испытано 252 объекта. Суммарно исследовано 9 пластов. Основная часть исследований приходится на пласты Ач₃, Ач₄ и Ач₅, характеризующихся максимальной изученностью. Вместе с тем, отмечается низкая изученность пластов Ач₁, Ач₂ и Ач₆ исследованиями по определению их продуктивных характеристик и по определению состава и свойств добываемого флюида.

Рассмотрим результаты отработки ачимовских отложений в эксплуатационных скважинах 2 действующих опытных участков месторождения: 1А, 2А.

По участку 1А

По состоянию на 01.09.2014 завершены испытания 25 эксплуатационных скважин. Согласно представленным материалам, дебит пластовой смеси в ходе исследований изменялся от 226,8 тыс. м³/сут (скважина 1А032, режим на штуцере диаметром 6,35 мм) до 882,9 тыс. м³/сут (скважина 1А181, режим на штуцере диаметром 14,29 мм), величина забойного давления при этом составила 51,9 и 43,9 МПа соответственно.

По итогам интерпретации продуктивность скважин в пределах участка 1А изменяется от 0,22 (скважина 1А033) до 0,963 тыс. м³/(МПа²·сут) (скважина 1А233) при среднем значении 0,622 тыс. м³/(МПа²·сут). Разброс значений объясняется неоднородностью свойств и различием способов вскрытия ачимовских залежей. Наибольшая продуктивность отмечается у скважин с вертикальным вскрытием с ГРП на пласты Ач₃₋₄ и Ач₅, на рисунке 12 представлено сравнение значений коэффициента продуктивности после пуска скважины в эксплуатацию в зависимости от типа вскрытия пласта.

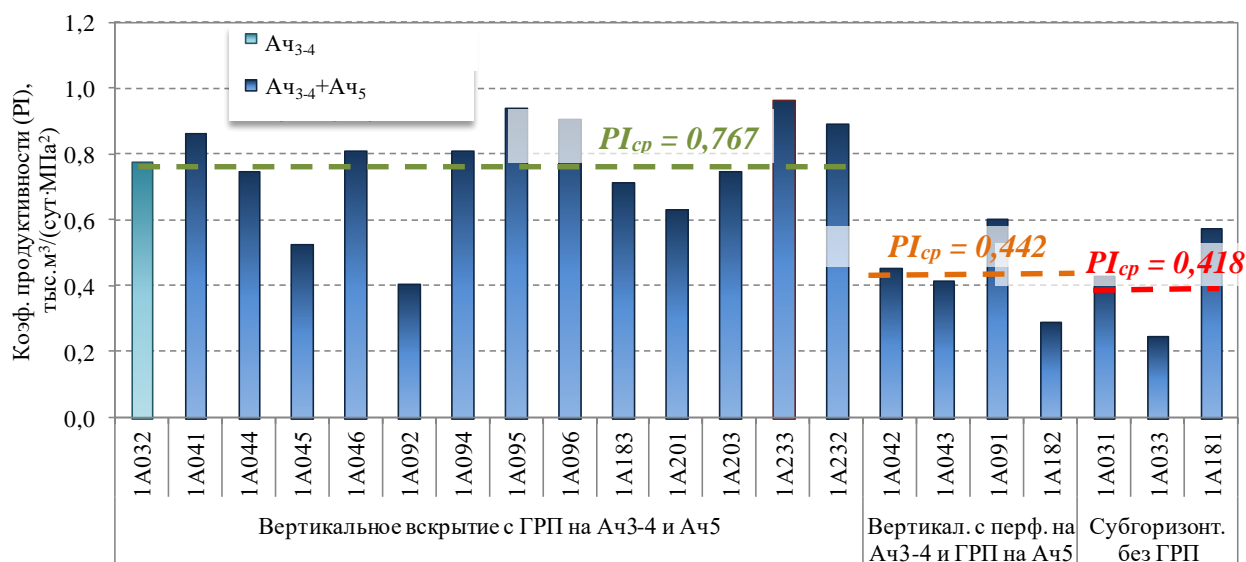


Рисунок 12 Начальная продуктивность скважин участка 1А с разным типом вскрытия [14]

Среднее значение коэффициента продуктивности субгоризонтальных скважин по данным первичных исследований составляет 0,418 тыс. м³/(МПа²·сут), что на 40% меньше значения для вертикальных скважин с ГРП, которое составило 0,695 тыс. м³/(МПа²·сут). Низкая эффективность субгоризонтальных скважин объясняется низкой проницаемостью коллектора как по латерали, так и по вертикали. Отсюда следует, что величины проходки по продуктивному пласту трехсотметровым субгоризонтальным стволом недостаточно для обеспечения высоких значений дебита при допустимой депрессии.

За период с 01.01.2010-01.09.2014 совместным комплексом ГДИ и ГКИ охвачено 25 скважин эксплуатационного участка 1А. В работе [14] выполнен анализ исследований скважин на нестационарных режимах фильтрации, по результатам отметим кратко следующее:

- основной причиной слабой отработки пласта Ач₅ является низкое значение проницаемости коллектора, при этом имеется достаточно хорошее качество его вскрытия, поскольку диагностируются высокие параметры трещин ГРП в его пределах;
- пласты Ач₃₋₄ и Ач₅ характеризуются достаточно низким значением вертикальной проницаемости, значение коэффициента анизотропии составляет около 0,05 д. ед.;
- при проведении ГРП в скважинах с вертикальным вскрытием происходит формирование трещины со средним параметром проводимости порядка 2488 мкм²·м для пласта Ач₃₋₄ и 1183 мкм²·м для пласта Ач₅. Параметр полудлины трещины пласта Ач₃₋₄ в среднем составляет 147 м, а пласта Ач₅ - 164 м.

- с момента пуска скважин параметры трещины ГРП сохраняются на прежнем уровне, что свидетельствует о неизменной её продуктивности. В данной связи, отмечается, что как минимум в течение 5-7 лет сохраняется эффект от ГРП;

- анализ чувствительности аналитической модели скважины с ГРП показывает, что в большей степени на продуктивность скважины влияет изменение полудлины трещины ГРП, чем изменение её проводимости. Тестовые расчеты показывают, что ощутимый прирост продуктивности скважины (до 20%) достигается увеличением площади дренирования, нежели улучшением фильтрационных параметров трещины (до 5%).

В результате ГИС-контроля по определению профилей притока установлено, что во всех скважинах наблюдается неравномерная выработка запасов по эксплуатационным объектам. В большинстве скважин, несмотря на проведение ГРП, основная доля продукции скважины поступает из пласта Ач₃₋₄, тогда как пласт Ач₅²⁻³ практически не отрабатывается. Согласно результатам моделирования интенсификации притока, в ряде скважин наблюдался рост трещины в высоту. При проведении работ по большеобъемному ГРП на пласт Ач₅²⁻³ вероятность формирования канала до пласта Ач₃₋₄ достаточно велика. Таким образом, исследователями [14] предполагается, что в работе пласта Ач₃₋₄ возможно участие флюида из нижележащего продуктивного пласта Ач₅²⁻³.

По участку 2А

Сбор природного газа от кустов осуществляется по лучевой схеме с помощью системы кустовых газосборных шлейфов-коллекторов. Добыча газа осуществляется через эксплуатационные скважины, которые группируются в кусты из 2-5 скважин, в зависимости от мощности пласта, дифференцированная система вскрытия — небольшая нагрузка на верхнюю часть разреза, и вскрытие низов всего одной скважиной.

По состоянию на 01.09.2014 в действующем фонде числится 17 скважин, пробуренных с пяти кустовых площадок, из них скважины 2А083, 2А091, 2А094, 2А095, 2А121, 2А124 и 2А131 имеют субгоризонтальное окончание ствола до 300 м. Остальные скважины участка 2А пробурены с вертикальным вскрытием целевых горизонтов с последующим выполнением ГРП.

Исследования проведены на 16 эксплуатационно-оценочных скважинах. Согласно полученным данным, дебит за время исследований изменялся от 114,5 (скважина 2А092) до 802,3 тыс. м³/сут (скважина 2А114) при забойных давлениях 37,3 и 37,8 МПа.

Продуктивность эксплуатационных скважин участка 2А изменяется в диапазоне от 0,14 (скважина 2А083) до 0,88 тыс. м³/(сут·МПа²) (скважина 2А123) при среднем значении 0,29 тыс. м³/(сут·МПа²). В отличие от участка 1А, на субгоризонтальных скважинах был проведен гидроразрыв пласта, что позволило уменьшить разницу в продуктивности скважин с данным типом вскрытия и с вертикальным профилем.

По итогам интерпретации результатов ГДИ участка 2А [14] можно сделать следующие выводы:

- как и в случае скважин участка 1А, наблюдается сохранение параметров сформированной трещины ГРП с течением эксплуатации скважин. Прогнозируется сохранение эффекта от ГРП на протяжении как минимум 5-7 лет после проведения мероприятия;

- на скважине 2А123 выполнен ГРП по технологии HiWay (Schlumberger). В результате, в пласте размещено около 120 т пропанта. Согласно представленной информации, параметр проводимости (F_c) трещины ГРП, выполненного по технологии HiWay, обладает более высокими значениями, чем при использовании стандартных технологий интенсификации притока методом ГРП, что позволяет достигать высоких значений дебита газа при меньших депрессиях на пласт. По результатам моделирования диагностируется значение параметра проводимости трещины порядка $1001 \cdot 10^{-3}$ мкм²·м, при этом полудлина трещины составляет 77,9. Ввиду не высоких объемов закачки пропанта полудлина трещины ГРП ниже, чем на соседних скважинах участка. Однако, по результатам выполненного комплекса ГДИ непосредственно после интенсификации притока рано судить о положительном или отрицательном эффекте от ГРП по технологии HiWay.

Учитывая полученный опыт при интерпретации результатов ГДИ в работе [14] выполнены дополнительные тестовые расчеты, основной целью которых являлось определение максимальной продуктивности скважин в условиях ачимовских отложений Уренгойского месторождения. Кроме того, при выборе расчетных вариантов руководствовались тем, чтобы выбранная конструкция скважин позволяла решать проблемы, присущие ачимовским коллекторам (анизотропия, прерывистость, малая зона дренирования и др.). В итоге, по нарастающей рассмотрено четыре варианта вскрытия ачимовских пластов:

- вертикальное вскрытие;
- вертикальное вскрытие + ГРП;
- субгоризонтальное вскрытие;

– субгоризонтальное вскрытие + МГРП.

В качестве исходных данных выступили средние значения по проницаемости пластов Ач₃, Ач₄ и Ач₅, полученные по данным ГДИ. По результатам моделирования отмечается, что субгоризонтальная скважина с МГРП обеспечивает максимальную продуктивность в данных условиях (рис. 13) за счет приобщения выше и ниже лежащих пропластков, не участвующих в фильтрации при СГ вскрытии (рис. 14).

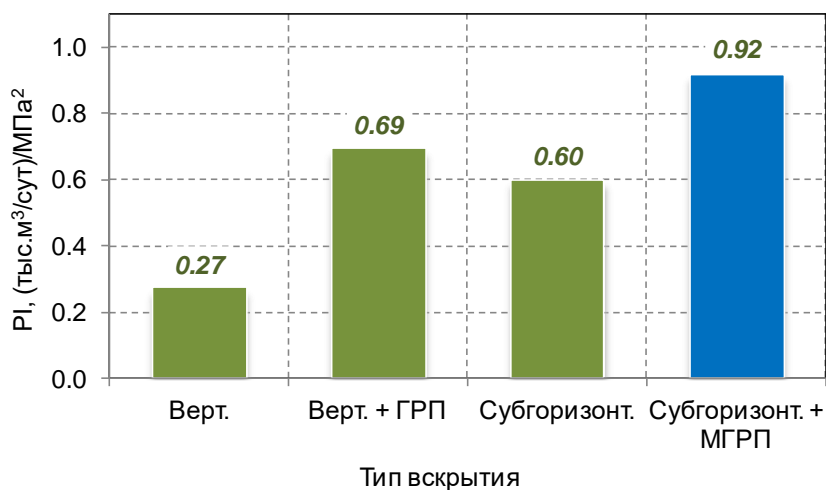
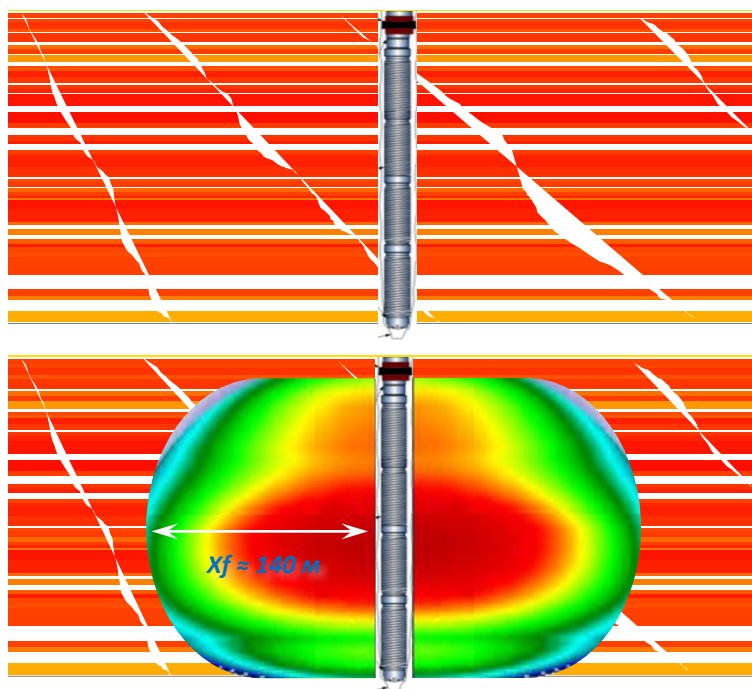
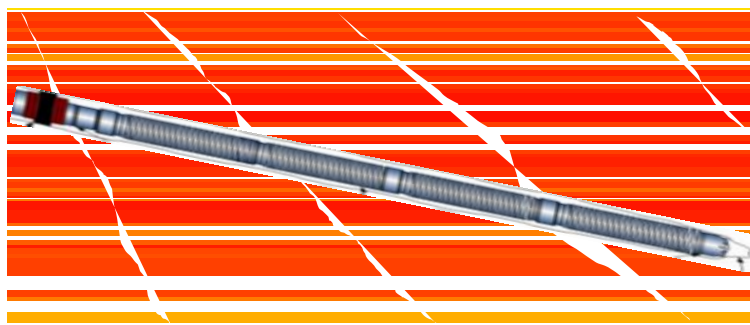


Рисунок 13 График зависимости продуктивности «средней» скважины от типа вскрытия пластов [14]



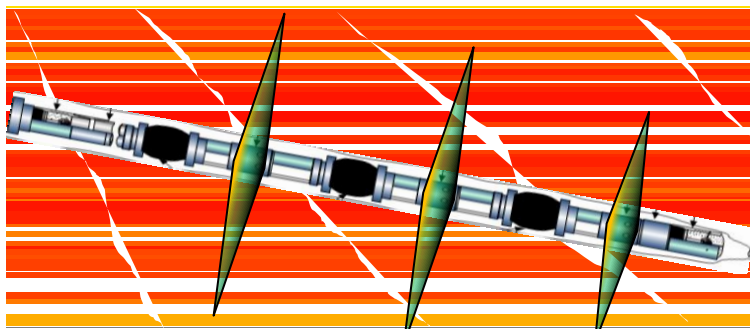
а)
Плюсы:
Стоимость строительства;
Возможность выполнения
объемного ГРП
Минусы:
Низкий PI;
Высокие депрессии

б)
Плюсы:
Имеется опыт проведения ГРП;
Высокий и стабильный PI;
Эффект от ГРП мин. 7 лет
Минусы:
Достоверное диагностирование
роста трещины по вертикали;
Сложность создания
протяженных от скважины
трещин



$hw \approx 1050 \text{ м}$

- в)
Плюсы:
 Возможность сокращения фонда скважин;
 Приобретение удаленных зон
Минусы:
 Стоимость строительства;
 PLT исследования



$hw \approx 1050 \text{ м} + \text{МГРП}$

- г)
Плюсы:
 Возможность сокращения фонда скважин;
 Высокая площадь дренирования
Минусы:
 Стоимость и опыт строительства;
 PLT исследования;
 Отсутствие прямых аналогов и геомех. модели ГРП вдоль ствола скважины

Рисунок 14 Условные схемы расположения скважин в пласте при расчете вариантов вскрытия ачимовских пластов: а) вертикальное; б) вертикальное с ГРП; в) субгоризонтальное; г) субгоризонтальное с МГРП. X_f – полудлина трещины ГРП, hw – работающий интервал по длине СГ скважины [14]

Несмотря на высокие продуктивные характеристики данного типа вскрытия и возможности сокращения числа скважин, также имеется список отрицательных факторов, к которым можно отнести опыт строительства подобных скважин и сложность выполнения геофизических исследований, а также необходимо учитывать, что данный эффект достигается за счет трещин расположенных перпендикулярно стволу скважины. В условии их формирования вдоль ствола имеется шанс не достижения столь высокого прироста продуктивности в сравнении с СГ скважиной. Таким образом, необходимо дальнейшее изучение данного типа скважин на ачимовские отложения.

В настоящий момент однозначно сложно сказать о преимуществе вертикальных скважин или субгоризонтальных на ачимовские горизонты Уренгойского месторождения. Технология бурения скважин с вертикальным вскрытием и выполнением большеобъемного ГРП показала однозначные плюсы в контексте получения надежных и прогнозируемых результатов. Вместе с тем, при бурении скважин с субгоризонтальным окончанием возникало большое количество сложностей. Выполнение же ГРП на данных скважинах выполнялось по большей части по «слепой» схеме [14].

Преимущество скважины с вертикальным вскрытием с применением ГРП над субгоризонтальным вскрытием без ГРП обусловлено созданием на достаточно большом удалении от забоя скважины высоко проводящего канала связи с пластом, что, безусловно, увеличивает площадь дренирования и позволяет преодолевать зону снижения фильтрационных сопротивлений, диагностируемую по скважинам с субгоризонтальным вскрытием, а высокая проницаемость самой трещины, которая кратно превышает проницаемость пласта, позволяет выносить газоконденсатную смесь даже при небольшом перепаде давления между забоем и крыльями трещины. В результате диагностируемая величина скин-фактора¹ по скважинам с ГРП варьируется в диапазоне отрицательных значений и сохраняется на протяжении как минимум 8 лет эксплуатации, что в сравнении с субгоризонтальным вскрытием выглядит предпочтительнее, т.к. уже по итогам первого года эксплуатации наблюдается рост фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта (ПЗП) и скин-фактора до положительного значения [13].

Положительный эффект от ГРП (значительное увеличение дебита скважины и повышение эксплуатационных параметров, относительно первоначальных исследований) получен на вертикальной скважине № 3.4 и на двух субгоризонтальных скважинах № 2.5 и №4.4 (табл. 7).

Таблица 7

Данные исследований по скважинам до и после ГРП [15]

Скважина	дата	Øшб, мм	Rтр, кгс/см ²	Туст, °С	Qг.с., т м ³ /сут	Qк.ст., м ³ /сут	
3.4	26.07.09	10	196	29	271,69		ГКИ до ГРП
	10.10.09	10,1	400,1	55	447,3	247,5	ГКИ после ГРП (300 т)
4.4	05.11.09	10	145	21	222,00		Освоение до ГРП
	30.11.09	10	200	29,5	281,92		освоение после 1-го ГРП (45 т)
	11.12.09	10	360,07	53	388,91		освоение после 2-го ГРП (160 т)
2.5	22.10.09	10,1	235,08	49	358,48	129,03	ГКИ до ГРП
	12.01.10	10,2/27	368,6	55	541	197,58	ГКИ после ГРП (254 т)

За время эксплуатации скважин падение устьевого давления составило: по скважине 3.4 за 2 месяца - 5,2 МПа, с момента запуска 6,3 МПа. По скважине 4.4 за 2

¹ Скин-фактор - гидродинамический параметр, характеризующий дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюидов в околоскважинной зоне пласта, приводящее к снижению дебита по сравнению с совершенной скважиной. Причинами скин-фактора являются гидродинамическое несовершенство вскрытия пласта, загрязнение околоскважинной зоны, прочие нелинейные эффекты [11].

месяца падение P_y составило 4,9 МПа, с момента запуска до 13 апреля составило 5,8 МПа. По скважине 4.1 за 2 месяца падение P_y составило 4,6 МПа, с момента запуска до 13 апреля составило 7,6 МПа. По этой скважине P_y продолжает снижаться, хотя темпы падения уменьшаются.

Наиболее интенсивное падение устьевых давлений, по предварительным выводам, наблюдается в первые 2-3 месяца после запуска скважины. По скважинам, на которых был проведен ГРП (3.4, 4.4) наблюдается более быстрая стабилизация устьевых параметров. Относительно величины падения устьевого давления от первоначального недостаточно данных, чтобы сделать однозначные выводы.

На остальных семи скважинах (№№ 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 4.3, 5.1 и 5.3) по результатам освоения и исследования получены дебиты газоконденсатной смеси от 50 до 200 тыс.м³/сут (табл. 8).

Таблица 8

Полученные дебиты по результатам исследований [15]

№№ скв.	Øшб, мм	$P_{тр}$, кгс/см ²	$T_{уст}$, °С.	$Q_{см}$, тыс.м ³ /сут	$Q_{к.ст}$, м ³ /сут
2.1	10	60	17	96,2	
2.2	6,0/10,0	168,9	13	69,81	32,48
2.3	18	21	19	81,92	
2.4	8/13	177	22	116	61,75
5.1	10	150	28	223,49	
5.3	12	88	13	132,59	

Полученные притоки, при низких устьевых давлениях и температурах (20-30⁰С) и значительной депрессии на пласт (до 60%), не отвечают проектным условиям и не обеспечивают устойчивую работу скважин.

Таким образом, опыт начального этапа эксплуатации показывает, что для обеспечения проектных эксплуатационных режимов работы и ввода в эксплуатацию скважин пока единственным действенным методом интенсификации притока является большеобъемный ГРП.

Проблемы, выявленные на начальном этапе разработки 2 участка

Причиной невыхода скважин на проектный эксплуатационный режим работы отмечают [15] низкие коллекторские свойства пласта и несоответствие качества растворов, применяемых при строительстве техническим и геологическим условиям проводки скважин. Изначально невысокие коллекторские свойства ачимовских отложений

возможно усугубляются тем, что ПЗП забивается частицами твердой фазы и фильтратом бурового глинистого раствора.

Для сохранения фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин эксперты «ТюменНИИгипрогаз» [6] отмечают необходимость строгого соблюдения технологии первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов. Высокая скорость бурения (как следствие утяжеление промывочной жидкости частицами шлама и возрастание репрессии на пласт) и быстрый спуск бурильного инструмента в скважину (создается дополнительная репрессия на продуктивные пласты) способствуют дополнительному проникновению фильтрата бурового раствора и глинистых частиц в поровое пространство породы-коллектора, что снижает ее фильтрационную характеристику.

Для сохранения коллекторских свойств пласта предлагается [15] провести бурение СГ скважины в интервале ачимовских отложений на нефилтующемся буровом растворе без твердой фазы. При получении положительного эффекта можно внести соответствующие коррективы в проекты бурения на остальные скважины.

Помимо ухудшения коллекторских свойств пласта в процессе бурения возникли чисто технические проблемы при проводке субгоризонтальных стволов.

Нередко в процессе бурения происходит нарушение стенок ствола скважины, образование каверн, наработка желобов с последующими осложнениями с буровым инструментом. Также нередко происходит поглощение глинистого раствора при вскрытии продуктивных пластов. Выходом может служить изменение профиля скважины на S-образный.

При этом сокращается время проходки продуктивной части разреза и значит время, когда глинистый раствор воздействует на ПЗП. Кроме того, более предсказуем ГРП. При этом снимается проблема проведения повторной перфорации и глубинных исследований (Рзб, Рпл) канатно-проволочной техникой в субгоризонтальном участке ствола [15].

5.2 Разработка ачимовских отложений на других месторождениях

На сегодняшний день ачимовские отложения начали разрабатывать (ОПР) на Ново-Уренгойском, Восточно-Уренгойском, Северо-Есетинском, Ево-Яхинском, Самбургском, Тарасовском, Ямбургском, Вынгапуровском, Покачевском и др. Все месторождения находятся в пределах Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского АО.

Рассмотрим в качестве примера особенности эксплуатации ачимовских залежей и виды реализуемых работ на некоторых месторождениях.

Ноябрьский регион, Вынгапуровское месторождение (ЯНАО)

На глубинах 2750-2950 м, где залегают продуктивные отложения ачимовской толщи в Ноябрьском регионе, породы представлены чередованием мелкозернистых песчаников, алевролитов с аргиллитами, которые имеют проницаемость не более 3 мД, а зачастую ниже 1 мД. Кроме того, нередко пласты сильно заглинизированы, карбонатизированы, что затрудняет интерпретацию данных ГИС. В 80-е разработка данных пластов с помощью имеющихся на тот момент технологий была признана нецелесообразной.

С усовершенствованием способов повышения нефтеотдачи и падением добычи на неокомских залежах геологи вновь обратились к трудноизвлекаемым ачимовским запасам. Развитие технологий бурения ГС, проведения МГРП, большеобъемного ГРП, появление новых методов заканчивания скважин и интенсификации притока, технологии зарезки дополнительных боковых стволов решили большую часть проблем, которые возникли при пробной разработке отложений этого горизонта и позволили получать рентабельные дебиты со скважин.

В 2013 и 2014 гг. на Вынгапуровском месторождении «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» пробурил 8 горизонтальных скважин на пласт Ач с применением МГРП. Все скважины за первый месяц эксплуатации продемонстрировали довольно высокий средний дебит: около 110 м³/сут. по жидкости и 53 т/сут. по нефти. На этих участках сред. тек. дебит нефти с неокомских пластов тогда не превышал 20 т/сут. На 2 других скважинах в 2014 г. провели зарезку БС. После проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) стартовый дебит нефти на скважинах составил 31-35 т/сут. Опыт признали успешным, и сейчас рассматриваются варианты применения этой технологии на других участках месторождения [5].

Конитлорское месторождение (ХМАО)

Ачимовская толща на Конитлорском месторождении представлена 28 залежами нефти в шести продуктивных пластах: Ач₁, Ач₂, Ач₂¹, Ач₃, Ач₄, Ач₅, объединённых в один эксплуатационный объект Ач₁₋₅.

Основными продуктивными пластами являются два верхних пласта: Ач₁ и Ач₂, меньшее значение имеют пласты Ач₂¹ – Ач₅. Каждый из этих объектов пластом называют

весьма условно, так как они, имея линзовидное строение, как правило, сами состоят из нескольких линзовидных слабонаклонных тел. В основном пласты представлены низкопроницаемыми ($13 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) породами со средней нефтенасыщенностью около 0,65, средняя нефтенасыщенная толщина по пласту – 3,7 м, коэффициент нефтеотдачи невысокий – 0,212. Значение коэффициента расчлененности на отдельных участках достигает 20.

По площади объект Ач₁₋₅ разделён на 10 залежей. Для достижения утверждённого КИН, на основных залежах 3, 4, 7 реализуется трёхрядная блоковая система разработки с очаговым и приконтурным заводнением на отдельных краевых участках. На залежах 1, 6 формируется приконтурное заводнение, на остальных залежах очагово-избирательное.

Для разработки объекта реализуются различные технологии строительства скважины: наклоннонаправленные скважины (ННС), горизонтальные скважины (ГС), скважины с одним и множеством горизонтальных стволов, к которым также можно отнести многоствольные горизонтальные скважины. Эксплуатация ННС позволила добыть 7676 тыс. т нефти с удельной добычей на скважину 15,1 тыс. т нефти, среднее отработанное время одной скважины – 3,4 года, обводнённость продукции – 75,7%. Добыча нефти, обеспеченная ГС, составила 912 тыс. т, при этом удельная добыча на одну скважину 19,8 тыс. т, среднее время работы – 3,9 года, обводнённость продукции составила 59,7%. За счёт боковых горизонтальных стволов (БГС) добыто 2469 тыс. т нефти, удельная добыча на одну скважину с БГС составила 24,7 тыс. т, среднее время работы скважины – 3,1 года, обводнённость – 41,6 %. Добыча нефти за счёт многоствольно-разветвлённых скважин составила 1206 тыс. т. На одну скважину в среднем приходится 80,4 тыс. т, при среднем отработанном времени 5,7 лет. Обводнённость продукции скважин – 51%. Эффективность реализации скважин с несколькими боковыми стволами очевидна.

Для увеличения КИН на пластах ачимовской толщи реализуются следующие геолого-технологические мероприятия: ГРП, физико-химическая обработка призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин, дострел и перестрел, термо-газохимическое воздействие, изоляционные работы и потокоотклоняющие и нефтеотмывающие технологии, а также их комплексное применение. Наибольшая эффективность получена от ГРП (дополнительная добыча нефти 12 тыс. т/скв.-опер.) и от комплексных перфорационных мероприятий, заключающиеся в достреле и перестреле нефтенасыщенных интервалов (3 тыс.т/скв.-опер.) [8].

ХМАО-Югра

На месторождениях рассматриваемого региона из 132 объектов разработки, которые относятся к пластам ачимовской толщи, разрабатывается 65, при этом в качестве основного агента воздействия на 47-ми объектах применяется нагнетание воды, по остальным объектам разработка осуществляется на условиях естественного режима эксплуатации.

Разработка данных объектов осложняется из-за влияния ряда факторов: низкой нефтенасыщенности, высокой степени расчлененности, прерывистости, низкой проницаемости коллекторов.

Вышеперечисленные факторы предопределили применение методов, направленных на повышение охвата пласта дренированием и связности коллекторов – бурение скважин с горизонтальным окончанием, боковых стволов и ГРП.

В работе [10] обобщен опыт применения горизонтальных скважин по 25 объектам ачимовского НГК по 21 месторождению. Минимальный входной дебит составляет 1,2 т/сут., максимальный – 95,3 т/сут., при этом среднее значение составляет 36,9 т/сут, что выше аналогичного показателя по наклонно-направленным скважинам в 1,68 раза. Дренируемые запасы по скважинам с горизонтальным окончанием превышают аналогичный показатель по наклонно-направленным скважинам в 1,32 раза (табл. 9).

Таблица 9

Сравнение эффективности применения скважин с горизонтальным окончанием и ННС на ачимовских объектах [10]

Значение	Входные дебиты по нефти, т/сут		Входная обводненность, %		Дренируемые запасы на скважину, тыс. т	
	ГС	ННС	ГС	ННС	ГС	ННС
Среднее	36,9	21,2	34,5	37,6	76,9	66,5
Мин.	1,2	3,5	2,7	9,0	1,0	30,6
Макс.	95,3	49,1	87,6	88,3	410,7	122,2

В процессе анализа определены геологические критерии эффективности применения ГС. В качестве критерия эффективности был выбран параметр, характеризующий объем дренируемых запасов Q_0 , приходящийся на 1 метр эффективной нефтенасыщенной толщины h . Граничное значение этого параметра определено авторами на уровне 3-4 тыс.т/м при этом Q_0 превышает 20 тыс.т на скважину. Для объектов с эффективным применением скважин с горизонтальным окончанием параметр Q_0/h в среднем составляет 15,8 тыс.т/м, то есть при средней эффективной толщине пласта $h=8$ м дренируемые запасы составят порядка 120 тыс. т на ГС. К основным геолого-

геофизическим параметрам, которые оказывают влияние на эффективность скважин с ГС, относятся нефтенасыщенность и проницаемость.

5.3 Предложения по разработке

На основе проведенного анализа геолого-промысловых характеристик и особенностей разработки ачимовских отложений сформировались следующие предложения по разработке не эксплуатируемых пластов данного горизонта на Уренгойском НГК месторождении:

1. По итогам обобщения результатов ГДИ разведочного фонда скважин в пределах Уренгойского месторождения [14] отмечается достаточно слабая изученность как газоконденсатных, так и нефтяных залежей пластов Ач₁, Ач₂ и Ач₆. К тому же имеющиеся данные говорят о большом разбросе значений продуктивных характеристик в пределах одного пласта (у Ач₁, Ач₂), следовательно, требуются дополнительные исследования пластов на всей территории месторождения.

В главе 4 отмечаются пласты Ач₂ (в первую очередь), Ач₁², Ач₁³ как обладающие хорошими геолого-промысловыми характеристиками наряду с разрабатываемыми наиболее продуктивными Ач₃, Ач₄, Ач₅. По рассмотренному опыту разработки ачимовских отложений на Уренгойском НГКм и на других месторождениях (п.5.1 и 5.2) на данные пласты рекомендуется применение технологий бурения субгоризонтальных скважин с последующим МГРП, а также скважин с несколькими БС в зависимости от геометрии залежей и экономической оценки проведения мероприятий. Ввод в разработку осуществить на условиях естественного режима эксплуатации.

2. Для нефтяных (в пластах Ач₁⁴, Ач₁⁵) и НГК залежей со значительными запасами нефти в перспективе рекомендуется применение водогазового воздействия (ВГВ). Предложение данной технологии извлечения нефти основано на аналитических исследованиях авторов Дубив И.Б. и Скворцова С.В. [2], Казакова К.В. и др. [3], Раянова Р.Р. и др. [9].

В статье [9] приводится анализ гидродинамического моделирования стационарного и нестационарного заводнения, закачки газа и водогазового воздействия при различных сетках скважин и забойных давлениях добывающих скважин для условий низкопроницаемого и неоднородного ачимовского пласта месторождения Западной Сибири.

По результатам расчетов наибольшие значения КИН при прочих равных условиях достигаются при применении водогазового воздействия. Конечная нефтеотдача и срок разработки по вариантам приведены в таблице 10.

Таблица 10

КИН и срок разработки по рассмотренным вариантам [9]

Технология воздействия	Конечный КИН, д. ед./срок разработки, лет											
	9-ти точечная площадная система ННС						Рядная система ГС и ННС					
	Забойное давление, атм						Забойное давление, атм					
	70		110		150		70		110		150	
Заводнение	0,322	54	0,385	61	0,355	71	0,393	42	0,425	45	0,424	56
Нестационарное заводнение	0,285	77	0,275	86	0,261	98	0,362	49	0,345	55	0,345	66
Закачка газа	0,225	6	0,216	7	0,217	8	0,337	8	0,332	9	0,335	11
ВГВ	0,352	62	0,413	65	0,374	77	0,425	60	0,461	67	0,422	79

Так, по сравнению с вариантом разработки с традиционным заводнением с забойным давлением 110 атм при ВГВ с забойным давлением 110 атм с применением наклонно-направленных добывающих скважин (ННС) увеличение КИН составляет 7,9%; с применением горизонтальных добывающих скважин (ГС) увеличение КИН составляет 9,5%. Однако срок разработки при применении ВГВ также оказывается несколько выше, чем при заводнении. Увеличение времени разработки составляет 6,5% и 9,8% соответственно при применении ННС и ГС.

Это обусловлено тем, что при переходе от полуцикла закачки газа к полуциклу закачки воды происходит захват и обволакивание водой части подвижного газа и перевод его в неподвижное состояние.

Варианты с закачкой газа характеризуются наиболее коротким сроком разработки, но также и наименьшим КИН, что обусловлено быстрыми прорывами газа в добывающие скважины по наиболее проницаемым прослоям, их выбытием по ограничению на газовый фактор и низким охватом пласта закачкой.

В работе [2] рассмотрена эффективность применения метода ВГВ при разработке ачимовских отложений Уренгойского месторождения с использованием средств гидродинамического моделирования. Расчеты производились на элементе модели пласта Ач₃₋₄ в районе разведочной скв. 293. Выбор расположения элемента определялся исходя из средних геолого-физических параметров в целом по нефтенасыщенной части пласта Ач₃₋₄. При этом элемент характеризовался следующими геолого-физическими параметрами: нефтенасыщенная толщина пласта — 11 м, среднее значение эффективной пористости — 9,4%, проницаемости — 0,8 мкм², пластовое давление — 60,2 МПа,

плотность нефти в пластовых условиях — 620 кг/м^3 , объемный коэффициент — 1,88 д. ед., газосодержание нефти — $483,5 \text{ м}^3/\text{т}$, давление насыщения — 31,9 МПа.

На модели размещен семиточечный элемент сетки скважин, включающий шесть добывающих и одну нагнетательную скважину в центре.

Рассмотрены варианты, где в качестве вытесняющего агента применялась вода и попеременное нагнетание воды и сухого углеводородного газа с различной периодичностью (от 6 до 24 мес.). Кроме того, дополнительно проведены расчеты, различающиеся по ПСС. Расчетный период по вариантам разработки составляет 25 лет.

Ввиду наличия АВПД в первоначальный период разработка ведется на режиме истощения пластовой энергии. После снижения пластового давления в зоне отбора до уровня гидростатического (37 МПа), нагнетательная скважина переводится под закачку рабочего агента. Предварительные расчеты показали, что для обеспечения более высокого коэффициента продуктивности добывающих скважин и необходимой приемистости нагнетательной скважины, компенсирующей отбор нефти добывающими скважинами, необходимо улучшить гидродинамическую связь «пласт – скважина». Для этого эффективно применение ГРП. Для имитации трещины гидроразрыва в модели использовалось отрицательное значение скин-фактора, полученного по данным статистического анализа результатов гидродинамических исследований скважин с ГРП.

Были выполнены [2] семь вариантов расчета, где в качестве базового использовался вариант с закачкой воды. Он показал себя наименее эффективным, накопленная добыча нефти составила 66,36 тыс. м^3 . Варианты ВГВ характеризуются большей эффективностью. Накопленная добыча нефти при периодичности нагнетания оторочек газа и воды 6, 9, 12, 24 мес., составила 67,58, 68,20, 68,83 и 72,56 тыс. м^3 соответственно.

Далее сравнивались варианты при цикличности нагнетания 24 мес. с различными ПСС (36, 49, 64 га/скв). В ходе расчетов установлено, что более редкая сетка скважин имеет преимущества по сравнению с более плотной. Так, накопленная добыча нефти по элементу с ПСС 64 га/скв. за расчетный период составила 72,56 тыс. м^3 , против 70,84 тыс. м^3 при ПСС 49 га/скв. и 65,89 тыс. м^3 при ПСС 36 га/скв.

Исходя из расчетов, периодичность закачки оторочек газа и воды, при которой достигается максимальный коэффициент извлечения нефти для данных геологических условий, составила 24 мес. и ПСС 64 га/скв. Соотношение закачиваемых объемов газа и воды для вариантов с ВГВ было принято равным 1:3. При этом ранних прорывов газа не наблюдалось, средний газовый фактор по вариантам составил $331,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

В статье [3] на основе результатов численных экспериментов на композиционной гидродинамической модели (созданной на основе обобщения данных керновых исследований и исследования глубинных проб нефти ачимовских отложений Западной Сибири) приводится оценка эффективности закачки воды, газа, совместного и чередующегося водогазового воздействия в зависимости от значений основных фильтрационно-ёмкостных свойств пласта, их распределения по пласту, а также от геометрии пласта. На ее основе можно выдвинуть следующие рекомендации для применения метода на ачимовских нефтяных залежах:

- При ВГВ добывающие и нагнетательные скважины для максимизации нефтеотдачи необходимо размещать таким образом, чтобы движение фронта вытеснения происходило в направлении увеличения вертикальной сообщаемости пласта, увеличения проницаемости, увеличения начальной нефтенасыщенности пласта, снижения эффективной нефтенасыщенной толщины пласта и сверху вниз.

- ВГВ и закачка газа при прочих равных условиях более эффективны в пластах с более низкой вертикальной сообщаемостью, с более высокой средней эффективной нефтенасыщенной толщиной и с меньшим расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами.

Вывод

На Уренгойском НГК месторождении в опытно-промышленную разработку введены объекты Ач₃₋₄ и Ач₅. Сбор природного газа осуществляется по лучевой схеме, через кусты из 2-5 скважин, на условиях естественного режима эксплуатации. Пласты вскрыты вертикальными и субгоризонтальными скважинами, с последующим проведением ГРП (в основном при вертикальном вскрытии). Ввиду низкой проницаемости коллекторов как по латерали, так и по вертикали, отмечается низкая эффективность скважин без ГРП, в том числе субгоризонтальных. Таким образом, опыт начального этапа эксплуатации показывает, что для обеспечения проектных режимов работы пока единственным действенным методом интенсификации притока является большеобъемный ГРП.

На других месторождениях ЯНАО и ХМАО-Югры ачимовские пласты также интенсивно вводятся в разработку. Причем в данном случае введены нефтяные залежи. Реализуются различные технологии строительства скважин: наклоннонаправленные, горизонтальные скважины, зарезка дополнительных боковых стволов, многоствольные

горизонтальные скважины. Для увеличения КИН проводятся ГРП (в том числе большеобъемный и многостадийный), физико-химическая обработка призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин, дострел и перестрел, термо-газохимическое воздействие, изоляционные работы и потокоотклоняющие и нефтеотмывающие технологии.

Результаты тестовых расчетов по выбору варианта вскрытия ачимовских пластов Уренгойского НГКм [14] показали, что максимальную продуктивность обеспечивает субгоризонтальная скважина с многостадийным ГРП. В данной связи искалось практическое использование данной технологии для ачимовских отложений на иных месторождениях - успешным оказался опыт его применения на Вынгапуровском месторождении. Следовательно, можно рекомендовать субгоризонтальные скважины с МГРП к применению и развитию на Уренгойском месторождении.

Данные усовершенствованные способы повышения нефтеотдачи и технологии бурения скважин рекомендуются к использованию для ввода в разработку нефтегазоконденсатных залежей горизонтов Ач₂, Ач₁², Ач₁³ и нефтяных - Ач₁⁴, Ач₁⁵. А также для них в перспективе предлагается применение водогазового воздействия (ВГВ), как успешной технологии извлечения нефти, на основе ряда исследований [2, 3, 9].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка ачимовских отложений Уренгойского месторождения имеет технологические сложности, связанные с такими причинами как: низкая проницаемость коллекторов, невыдержанность свойств по площади и разрезу, глубина залегания, аномально высокое пластовое давление. Однако запасы УВ залежей уникальны, поэтому их извлечение является актуальной задачей.

В данной работе обобщены геологические и геолого-промысловые характеристики ачимовских отложений Уренгойского НКМ месторождения: геологическое строение данных отложений и месторождения в целом, геометрия залежей, ФЕС пластов, физико-химические свойства пластовых флюидов, запасы углеводородов, геолого-физическая и литолого-петрофизическая характеристики пластов. На их основе предложены к разработке нефтегазоконденсатные залежи горизонтов Ач₂, Ач₁², Ач₁³ и нефтяные - Ач₁⁴, Ач₁⁵ как наиболее перспективных.

Обобщены методы разработки ачимовских отложений как на Уренгойском, так и на других месторождениях Западной Сибири, требующие инновационных технологических решений в условиях сложного геологического строения данного горизонта. Такие технологии, как: наклонно-направленные скважины, большеобъемный ГРП, горизонтальные скважины с МГРП, зарезка боковых стволов, физико-химическая обработка призабойной зоны скважин, дострел и перестрел и т.д.

В результате обзора аналитических исследований по МГРП на горизонтальных скважинах для продуктивных ачимовских пластов Уренгойского месторождения и опыта его использования в других месторождениях сделан вывод о применимости данной технологии на данном месторождении.

Для нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей в перспективе рекомендовано применение водогазового воздействия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная

1. Борисов А.Г., Фролова Е.В. Литолого-петрофизическая классификационная модель ачимовских коллекторов Уренгойского месторождения // Газовая промышленность, 2014. № 8. С. 12-16.
2. Дубив И.Б., Скворцов С.В. Оценка эффективности применения метода водогазового воздействия на нефтяных залежах ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Материалы конф. «Нефть и газ Западной Сибири». Тюмень: изд-во Тюм. инд. ун-та, 2011. С. 192-193.
3. Казаков К.В., Бравичев К.А., Лесной А.Н. Определение оптимальных условий для размещения нагнетательных скважин при закачке газа и водогазовом воздействии // Экспозиция Нефть Газ, 2016. № 1 (47). С. 37-41
4. Мылов Л.Ю., Безнощук Т.А., Азимов И.Д. Подсчет запасов газа, газоконденсата и оценка рентабельности разработки месторождений Ачимовского пласта // Экономика и предпринимательство, 2016. № 5. С. 977-981.
5. Николаев Кирилл. "Газпром нефть": Возвращение на Ачимовку. Сравнительные характеристики Ачимовских и неокомских пластов в Ноябрьском регионе // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии, 2015. № 42. С. 16-22.
6. Паникаровский В.В., Романов В.К., Паникаровский Е.В., Романов А.В. Геология газовых и газоконденсатных месторождений. К вопросу сохранения фильтрационных характеристик продуктивных пластов ачимовских отложений // Наука и Техника в газовой промышленности, 2005. № 3. С. 3-9.
7. Паршуков А.В., Шай Т.А. Обобщение фильтрационно-емкостных свойств ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений // Нефть и газ, 2013. № 3. С. 25-30.
8. Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Междунар. симпозиума им. академ. М.А. Усова / отв. ред. Савичев О.Г. Томск: изд-во Том. политех. ун-та, 2012. Т. 2. С. 139-140
9. Раянов Р. Р., Казаков К. В., Бравичев К. А. Поиск оптимального варианта разработки низкопроницаемого и неоднородного ачимовского пласта месторождения Западной Сибири // Нефть, газ и бизнес, 2016. № 2. С. 23-29.

10. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал, 2016. № 12. С. 112-115.

11. Скин-фактор [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/> (дата обращения: 02.05.2017)

12. Строение клиноформных неокомских отложений [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.sibngf.ru/images/metodiki/uhlova1_big.jpg (дата обращения: 27.04.2017).

13. Тюрин В.П., Фатеев Д.Г., Ефимов А.А., Завьялов Н.А. Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин с пологим окончанием в условиях АВПД и низких ФЕС (на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ) // Экпозиция Нефть Газ, 2016. № 7 (53). С. 40-45.

Фондовая

14. Дополнение к единой технологической схеме разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения (по лицензионному участку ООО «Газпром добыча Уренгой»): отчет о НИР (часть 2) / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; рук. Тюрин В.П., исполн.: Нестеренко А.Н. и др. – Тюмень, 2015. – 397 с. (ООО «Газпром добыча Уренгой»).

15. Программа исследовательских работ в течение опытно-промышленной эксплуатации второго участка ачимовских отложений. Анализ текущего состояния разработки на 01.07.2010: отчет о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; рук. Мискевич В.Е., исполн.: Николаев Н.Н. и др. – Тюмень, 2010. - 157 с. (ООО «Газпром добыча Уренгой»).

16. Проект разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек нижнемеловых отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения на полное развитие: отчет о НИР (часть 1) / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; исполн.: Нестеренко А.Н., Лютомский С. М. и др. Тюмень, 2007. – 155 с. (ООО «Газпром добыча Уренгой»).

Автор выражает свою благодарность Петровой Юлие Эдуардовне за руководство и всестороннюю помощь в работе, Лебедеву Борису Андреевичу за предоставленную литературу и консультации, ГПУПРАО ООО «Газпром добыча Уренгой» за предоставленные материалы.