

УДК 622.276

ЭТАПЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ ВАЛАНЖИНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Носырев Н.С.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: nosyrevns@mail.ru

Нижнемеловой продуктивный комплекс Уренгойского месторождения, открытый в 1966 г., представлен 22 продуктивными пластами в западной части, залегающими в диапазоне глубин от 1700 до 3200 м, в которых предполагается наличие 75 залежей углеводородов, различных по фазовому состоянию, простирающихся на 220 км, является уникальным по запасам углеводородов и сложным с точки зрения геологического строения объектом. В восточной части в разрезе валанжинских отложений, запасы углеводородов выявлены в 29 залежах, этаж нефтегазоносности составляет 515 метров. Из шести участков, включенных в проектный блок, промышленная разработка в настоящее время осуществляется лишь на Западно-Ярояхинском лицензионном участке. Промышленная эксплуатация комплекса началась в 1985 г. с поэтапного ввода по площади и разрезу газоконденсатных залежей месторождения, а с 1987 г. - нефтяных оторочек, и осуществляется около 30 лет. В соответствии с основными проектными решениями предшествующих документов, залежи углеводородов сгруппированы в пять эксплуатационных объектов и условно разделены по площади месторождения на четыре зоны, приуроченные к установкам комплексной подготовки газа и конденсата к дальнейшему транспорту (УКПГ-1АВ, 2В, 5В и 8В). Также выделены шесть участков для добычи нефти и попутного газа, с подготовкой продукции скважин на двух пунктах (ЦПС-1 и 2).

Ключевые слова: газ, газоконденсат, валанжинские отложения, Уренгойское месторождение, геологическое изучение.

STAGES OF THE GEOLOGICAL STUDY OF THE URENGOY FIELD VALANGINIAN DEPOSITS

Nosyrev N.S.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: nosyrevns@mail.ru

The Lower Cretaceous productive complex of the Urengoy field, discovered in 1966, is represented by 22 reservoirs in the western part, occurring in the depth range from 1,700 to 3,200 m, in which 75 hydrocarbon deposits are expected, different in phase state, extending for 220 km, is unique hydrocarbon reserves and complex from the point of view of geological structure of the object. In the eastern part of the Valanginian deposits, hydrocarbon reserves were identified in 29 deposits, the oil and gas content is 515 meters. Of the six sites included in the project block, industrial development is currently carried out only in the West Yaroyakhsky license area. The industrial exploitation of the complex began in 1985 with the gradual introduction of the gas-condensate deposits of the field in terms of area and section, and since 1987 - oil rims, and has lasted about 30 years. In accordance with the main design decisions of the preceding documents, hydrocarbon deposits are grouped into five production facilities and are conventionally divided by field area into four zones confined to integrated gas and condensate treatment units for further transport (UKPG-1AV, 2B, 5B and 8B). There are also six sites for oil and associated gas, with preparation of well production at two sites (TsSP-1 and 2).

Keywords: gas, gas condensate, Valanginian deposits, Urengoy field, geological study.

Планомерное изучение геологического строения северных районов Тюменской области началось в 50-е годы с проведения региональных исследований, целью которых являлись поиски крупных структурных элементов, изучение общих закономерностей геологии района. На территории работ выполнены следующие региональные работы [1, 2]:

- геоморфологическая съемка (ВСЕГЕИ, НИИГА, 1952-54 г.г.) 1:1000000 масштаба, по результатам которой была построена государственная геологическая карта, изучены литология четвертичных отложений и основные черты геоморфологии, а также закартированы выходы палеогеновых отложений [3];

- аэромагнитные съемки масштабов 1:1000000 (трест «Сибнефтегеофизика», 1953-1955 г.г.) и 1:200000 (НГТ, 1958-1959 г.г.) и региональные гравиметрические съемки (КГУ, 1956-1958 г.г.), результаты которых широко использовались при составлении первых структурно-тектонических схем складчатого фундамента и платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. На рекогносцировочно-поисковом этапе исследований по этим материалам намечались объекты для постановки сейсморазведочных работ на нефть и газ [4];

- гравиметрическая съемка масштаба 1:1000000 (ТТГУ, АГП 38/60-61) [5].

В конце 60х – начале 70-х годов начинается новый этап исследований – планомерное детальное изучение геологического строения и поиск положительных структур III и IV порядков. Этот этап характеризуется широким развитием детальных площадных сейсморазведочных работ в сочетании глубоким бурением, в результате этих работ были выявлены основные (надпорядковые и I порядка) элементы строения юрско-меловой толщи данного района: Уренгойский мегавал, Надымская мегавпадина, Нижнепурский мегапрогиб, Хадырьяхинская моноклираль, Нерутинская впадина, а также выявлено большинство локальных структур, в том числе Восточно-Уренгойская и Северо-Есетинская.

Открытие уникальной Уренгойской сеноманской залежи газа (скв. № 2, 1966 г.) позволило сконцентрировать поисковые работы в пределах Нижнепурского мегавала и, в частности, на территории Уренгойского вала. В начальный период разведки сеноманских отложений Уренгойской группы месторождений, в состав которых входит Восточно-Уренгойское+Северо-Есетинское, Уренгойское и другие месторождения в 1967 году была пробурена и опробована глубокая скважина № 1 (забой 3200 м), подтвердившая высокие перспективы нефтегазоносности неоконских отложений.

Результаты испытания в 1970 году глубокой скважины № 17 (забой 3262 м) показали, что в разрезе нижнего мела присутствуют не менее семи газоконденсатных залежей в диапазоне глубин 2300-3100 м.

Данные, полученные по этим скважинам, послужили началом поисково-разведочных работ на неокомские отложения. Испытание последующих скважин выявило, что основные по размерам газоконденсатные залежи имеют нефтяные оторочки.

Поисково-разведочные работы на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении разделяются на три этапа.

Первый этап характеризуется тем, что основным объектом поисков и разведки был сеноманский продуктивный комплекс (1966-1967 гг.).

Второй этап – семидесятые и восьмидесятые годы – поисково-разведочные работы на нижнемеловые отложения с попутной доразведкой сеноманской залежи.

Третий этап – восьмидесятые и по настоящее время – поиск и разведка нижнемеловых и юрских залежей.

Поисковые работы на Уренгойской площади начаты в 1966 г., когда поисковой скважиной 2, пробуренной в южной части Уренгойского вала, было открыто газовое месторождение с уникальной газовой залежью.

Первый подсчет и утверждение запасов газа сеноманской залежи в ГКЗ были проведены в 1967 г. В 1970 г. был повторно проведен подсчет запасов свободного газа сеномана с включением Ен-Яхинской площади. В 1979 г. были пересмотрены и утверждены запасы по Уренгойской, Ен-Яхинской площадям с включением Песцовой площади. В 1988 г. был проведен пересчет запасов газа сеноманской залежи с уточнением коэффициентов пористости и газонасыщенности.

На втором этапе поисково-разведочных работ в 1967 г. пробурена глубокая поисковая скважина 1, заложенная в южной части Уренгойского вала. При испытании интервала от 3164 до 3156 м был получен приток воды с пленкой нефти, а при испытании интервала от 3015 до 3030 м – фонтан газа дебитом 875 тыс. м³/сут. (пласт БУ₁₄).

Во вскрытом скважиной разрезе было встречено 8 газоконденсатных пластов в валанжин-аптских отложениях. Получение из некоторых объектов вместе с газом нефти позволяло предполагать, что газоконденсатные залежи, возможно, имеют нефтяные оторочки.

Работа по составлению проекта разведки велась силами ЗапСибНИГНИ с участием сотрудников Главтюменьгеологии, ТЦЛ, СибНИПИГаза.

Первый подсчет запасов углеводородов, содержащихся в неокомских залежах (1977 г.), выполнен по материалам бурения 52 неокомских скважин на глубину от 2885 до 3585 м, общий метраж бурения 156737 м.

В 1983 г. в ГКЗ СССР был представлен подсчет запасов углеводородов в нижнемеловых залежах Уренгойского месторождения по материалам бурения 107 скважин.

При рассмотрении отчета по подсчету запасов ГКЗ СССР (протокол № 9329 от 27.10.1983) воздержалась от утверждения запасов газа, конденсата и нефти по основным подсчетным объектам (пласты БУ⁸⁰-БУ¹⁴) в связи с необоснованностью основных подсчетных параметров (коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности, а также низких уровней водонефтяных контактов). Были утверждены запасы нефти в горизонте БУ¹⁴ и запасы газа и конденсата в пластах ПК¹⁸, ПК²¹, АУ¹⁰, БУ³, БУ⁵ на Южном куполе.

С учетом замечаний ГКЗ СССР в 1984 г. Главтюменьгеологией была составлена и утверждена в МинГео СССР «Комплексная программа геологоразведочных и исследовательских работ по доразведке нефтяных оторочек залежей неокома Уренгойского месторождения». С целью уточнения строения нефтяных оторочек основных нефтесодержащих горизонтов БУ⁸⁻⁹ и БУ¹⁰⁻¹¹ предусматривалось пробурить ряд профилей скважин с расстоянием между скважинами не более 2,0 км.

Предусматривалось также бурение одиночных скважин с целью изучения нефтяных оторочек (скв. 602, 603, 572, 575, 590, 614, 573, 607, 582, 591, 615). Кроме того, на Южном куполе было предусмотрено бурение скважины на РНО со сплошным отбором керна.

По результатам бурения новых скважин уточнено геологическое строение нефтяных оторочек горизонтов БУ⁸⁻⁹ и БУ¹⁰⁻¹¹, в т.ч. корреляция пластов, положение водонефтяных контактов и др. В 1988 г. была пробурена скважина 572 на нефилтующемся растворе. В скважине выполнен расширенный комплекс геофизических исследований, направленный на изучение коллекторских свойств геофизическими методами, определение характера насыщения и газожидкостных контактов.

В 1989 г. был представлен и утвержден ГКЗ СССР (протокол № 10726 от 18.10.1989) подсчет запасов газа, конденсата и нефти в нижнемеловых отложениях.

Общий объем поисково-разведочного бурения на нижнемеловые отложения по состоянию на 1988 г. составил 168 скважин общим метражом 528642 м. По площади скважины размещены, в основном, по системе взаимопересекающихся профилей, расстояния между скважинами составляют от 1,0 до 5,5 км. Плотность сетки разбуривания примерно одинакова по всем куполам. В процессе бурения новых скважин проводился отбор керна для изучения коллекторских свойств продуктивных пластов, выполнен значительный объем работ по опробованию: в среднем три объекта на скважину, при максимальном числе 10 объектов (скважина 504).

В 1995 г. ООО «ГАЗГЕРС» были пересчитаны запасы нефти, газового конденсата нижнемеловых отложений, однако они не были утверждены ГКЗ, но запасы нефти были поставлены на государственный баланс ВГФ.

В 2004 г. ООО «СибНАЦ» представлен и утвержден в ГКЗ Роснедра подсчет запасов нефти, газа и конденсата ачимовских отложений, залежей неокома (пласты БУ₁₆, БУ₁₇, БУ₁₈) и юры (пласты ЮГ₂, ЮГ₃, ЮГ₄) Уренгойской группы месторождений по состоянию на 01.01.2003.

В 2012 г. ООО «СибНАЦ» были пересчитаны запасы нефти, свободного газа и конденсата залежей неокома (пласты группы БУ₁₆⁰-БУ₁₇¹⁻¹) Уренгойского месторождения по состоянию на 01.01.2011. Запасы утверждены в ГКЗ Роснедра и поставлены на государственный баланс ВГФ в 2012 г.

Параллельно с разведочным бурением на неокомские залежи велось поисково-разведочное бурение на более глубокие горизонты: ачимовскую толщу и юрские отложения. Бурение проводилось силами Украинской нефтегазоразведочной экспедиции и, на первом этапе, Ново-Уренгойской НРЭ объединения «Уренгойнефтегазгеология». Всего на дату подсчета запасов пробурено 48 скважин на ачимовские и юрские отложения.

Эксплуатационное бурение на нижнемеловые отложения проводилось ПО «Уренгойгаздобыча». Всего на балансе объединения на 01.01.1988 числилось 373 скважины, из них по газу – 331, по нефти – 42 скважины.

В период с 1988 по 2012 гг. разведочного бурения на отложения неокома не проводилось, за исключением разведочной скважины 10300.

В 2001 г. была пробурена разведочная скважина 10300 на юго-восточной периклинали Уренгойского мегавала с целью доразведки нефтяных оторочек неокомских залежей шестого опытного участка УНГКМ. В интервале нефтяной оторочки (от 2918 до 2927 м) пласта БУ₁₂¹ получен фонтан газоконденсатной смеси дебитом 278 тыс. м³/сут. на диафрагме 14,3 мм. Более низкое положение ГНК пласта БУ₁₂¹ противоречит принятым ранее построениям, тем не менее, полностью согласуется с региональной закономерностью понижения межфлюидных контактов залежей нижних шельфовых пластов, отмеченной по результатам геологического моделирования неокомских залежей Надым-Пурской НГО.

По состоянию на 01.01.2009, с учетом всей накопленной информации по I-IV эксплуатационным объектам выполнен пересчет запасов газа, конденсата и нефти силами ООО «ЦНИП ГИС», утвержденный в ГКЗ Роснедра. Пересчитанные геологические запасы нефти нижнемеловых отложений не поставлены на Государственный баланс до момента утверждения извлекаемых запасов нефти.

Первые представления о структурном плане меловых и верхнеюрских отложений района дали площадные работы МОВ масштаба 1: 200000, проведенные в 1966-1972 годах (сп 38, 40/65-66, 25/66-67, 26/67-68, 26/68-69, 26, сп 28/66-67, 30/70-71 и др.).

В связи со сложным строением продуктивных пластов и необходимостью доразведки Уренгойской группы месторождений возникла потребность дальнейшего изучения района различными геолого-геофизическими методами.

С этой целью ПГО "Ямалгеофизика" проводило на территории в течение 70-х годов изучение геологического строения района сейсморазведочными работами (30/73-74, 24/78-79, сп 23/73-74, 24/75-76, 24/77-78, 33/79-80, 41,42/79-80, 41/80-81 и др.), по результатам которых были пробурены скважины, открывшие многочисленные залежи углеводородов в апт-альб-сеноманском, неокомском и среднеюрском комплексах.

В это же время ПГО «Ямалгеофизика» проводила региональные исследования (сп 37/77-78, 36/80-81, 33/79-80, 46/81-82 – были отработаны региональные профили 25, 26, 27, 106) сейсмо-стратиграфический анализ которых позволил решить вопросы региональной геологии и сейсмогеологической привязки отражающих горизонтов. Совместно с проведенными исследованиями методом КМПВ удалось оценить мощность платформенного чехла Уренгойского района и глубину залегания кристаллического фундамента, которая составляет 6-8 км. Стратиграфическая приуроченность пород фундамента соответствует диапазону от кайнозоя до среднего палеозоя.

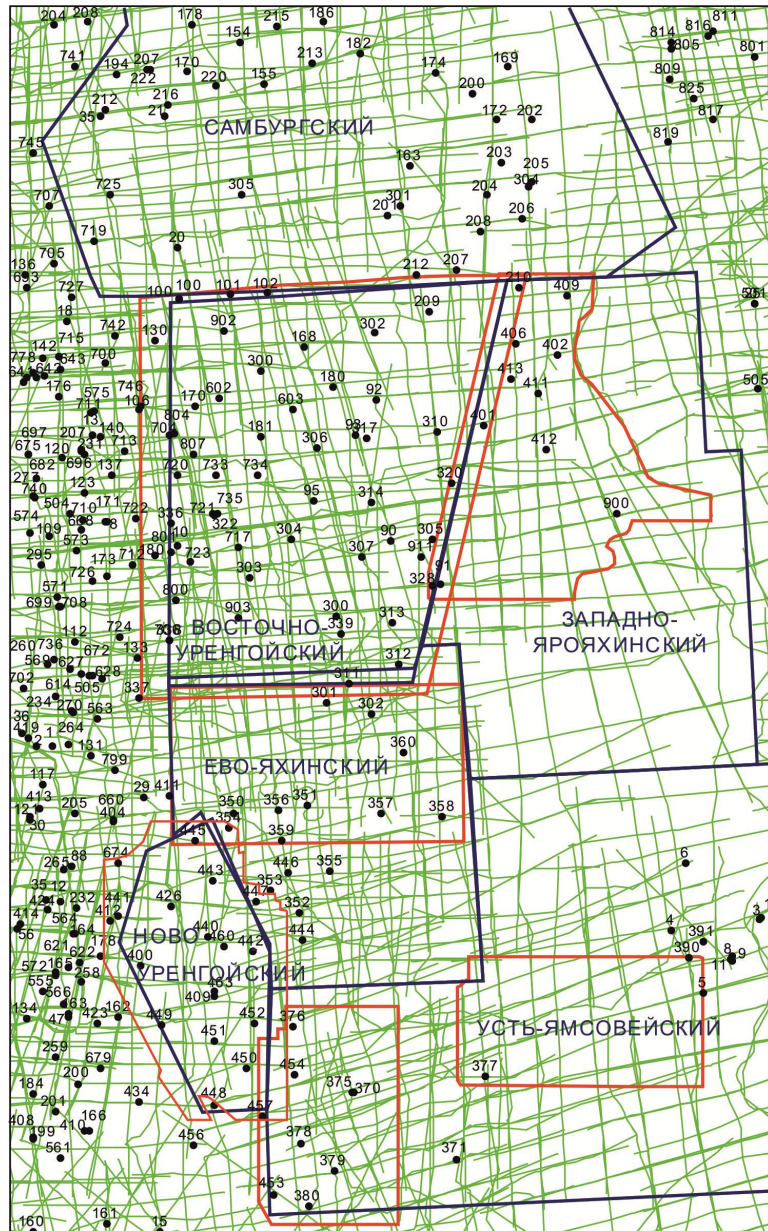
В 1974 году НТГУ выполнило аэромагнитную съемку масштаба 1:200 000, а в 1980–1984 годы ПГУ "Центргеофизика" – гравиметрическую масштаба 1:200 000. Результаты этих работ явились основой для геотектонического районирования и выделения ряда надпорядковых структур и структур I порядка.

Необходимость более детального изучения разреза потребовала повышения кратности прослеживания отражающих границ. Сейсморазведочные работы МОГТ, проводимые в дальнейшем на исследуемой территории, выполнялись с использованием 24- и 48-кратного профилирования МОГТ.

В сезоны 1987–2005 гг. ПГО "Ямалгеофизика", ОАО "Ямалгеофизика", ПГО "Укргеофизика", ЗАО «Полярная геофизическая экспедиция» были проведены площадные сейсморазведочные исследования МОГТ-2D повышенной кратности в масштабах 1:100 000 и 1:50000 (СП 66,67/87-88, 42/87-88, 28/88-89, 41/88-89, 66,69/88-89, 67/88-89, 67/89-90, 67/90-91, 67/03-04, 67/04-05). Это позволило более детально изучить геологическое строение района, а также оценить возможности сейсморазведки для уточнения контура сеноманской залежи, выделить ряд ловушек структурно-литологического типа в шельфовых, ачимовских и меловых отложениях, тогда же были выявлены и подготовлены к бурению по меловым отложениям Восточно-Уренгойское, Северо-Есетинское, Есетинское, Ярояхинское поднятия.

Переработка сейсмических материалов сп 41/86-87 г.г., проведена в ОАО «СибНАЦ» в 2004 году совместно с профилями сп 41/81, 72/91, 40/87, 41/89, 28/89 ОАО «Ямалгеофизика» в пределах Западно-Яростинского ЛУ.

Схема геолого-геофизической изученности рассматриваемой территории сейсморазведкой МОВ ОГТ (после 1980 г.) приведена на рисунке 1.



Условные обозначения:




- | | | | |
|---|-------------------------------|---|---------------------------------|
|  | границы работ 3D |  | сейсмопрофили 2D |
|  | границы лицензионных участков | 15 | скважины пробуренные, их номера |
| | | ● | |

Рисунок 1 - Схема геолого-геофизической изученности

С середины 90-х гг. и по настоящее время в пределах Уренгойского региона, на территории всех недропользователей, проводится трехмерная сейсморазведка МОГТ- 3D.

Исследования отдельных наиболее перспективных участков сопредельных территорий с помощью 3D сейсморазведки начаты ПГО «Ямалгеофизика» в 1993 году (сп 64/93, 64/95, 61/96, 11/98 – площадью 979,7 км²).

На Самбургском ЛУ ПГО «Укргеофизика» в 2001 году выполнила съемку 3D с номинальной кратностью 21 площадью 184,5 км².

Вся территория Восточно-Уренгойского ЛУ в полевые сезоны 2004-2005 г.г. покрыта площадными работами МОГТ 3D, отработанными сейсморазведочными партиями ОАО «Башнефтегеофизика» и ОАО «Татнефтегеофизика» (787,94 км²).

На Западно-Ярояхинском ЛУ силами сп 67/05-07 ЗАО «Полярная геофизическая экспедиция» в течение двух сезонов: 2005-2006 г.г. и 2006-2007 г.г. проведены площадные сейсморазведочные работы по методике 3D (328,2 км²).

Общие данные по выполнению сейсмических площадных съемок на территории Уренгойского региона по методике МОГТ-3D приведены в таблице 2.2.

Обработка сейсмических материалов МОГТ 2D-3D разных лет проводилась на ВЦ различных организаций: ООО «Геофизические системы данных», ООО «ТюменьНИИГипрогаз», ООО «Paradigm Geophysical», ОАО «Ямалгеофизика», ОАО «Полярная геофизическая экспедиция», НПЦ «СибГео», ОАО «СибНАЦ», «Western Geco», ООО «Геопетроцентр».

Основные проблемы, осложняющие обработку данных на Самбургском, Восточно-Уренгойском, Западно-Ярояхинском, Ново-Уренгойском ЛУ были вызваны следующими факторами:

- неоднородностью ВЧР;
- высоким уровнем техногенных помех;
- слабым уровнем сейсмических сигналов в интервале 2,0-2,8 с, связанным со сложным строением этого интервала и отсутствием жестких акустических границ.

Высокий уровень сейсмических помех обусловлен как фоном промышленных помех (от развитой сети дорог, путепроводов и ЛЭП), так и технологическими причинами (наличие мощного цуга поверхностных волн, высокоэнергетических звуковых волн и т.д.).

Процесс обработки материалов сейсмических работ МОГТ 2D-3D был нацелен на обеспечение максимальной разрешенности и хорошей прослеживаемости отражающих горизонтов в целевых интервалах разреза.

В 2011 году специалистами ОАО «СибНАЦ» выполнена стратиграфическая привязка и корреляция отражающих горизонтов по сейсмическим материалам 3D и 2D МОГТ.

На основании построенных композитных временных разрезов проводилась проверка идентичности корреляции, стратиграфической привязки отражающих горизонтов к соответствующим шельфовым пластам неокома и индексации последних, а также соответствие (непротиворечивость) вариантов геологической корреляции особенностям волновой картины кубов сейсмических данных.

На рассматриваемой территории преобладают нарушения с небольшими смещениями геологических границ по плоскостям разломов (5-15 м). На структурных картах и подсчетных планах неокомских шельфовых пластов показаны две группы разрывных нарушений. Первая (сплошные линии) – выделяются как на временных разрезах 2D, так и на вертикальных сечениях куба. Вторая группа (пунктирные линии) – обусловлены сопоставлением структурных планов, результатов испытания скважин и интерпретации ГИС в интервале продуктивных пластов.

Проблема прослеживания малоамплитудных разрывных нарушений в интервале шельфовых пластов нижнего мела состоит, в основном, в неявных признаках разломов и трещин в волновой картине, характеризующейся интерференционным характером отраженных волн, связанной с линзовидным строением и газонасыщением продуктивных пластов, а также с высоким уровнем помех.

В ОАО «СибНАЦ» после переобработки и интерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ 2D-3D, проведенных в пределах изучаемой территории, были выполнены структурные построения по отражающим горизонтам. Структурные карты, обобщающие результаты интерпретации 2D и 3D сейсморазведки, строились с сечением 10 м. Детальное описание методических и технологических аспектов обработки данных сейсморазведки приведено в отчете по пересчету запасов.

Параллельно с разведкой Уренгойского месторождения вводились в поисковое бурение соседние поднятия (его спутники): Восточно-Уренгойское (1977 г. ввода в бурение), Северо-Есетинское (1979 г.), Самбургское (1973 г.), Ево-Яхинское (1987 г.), Есетинское, Новоуренгойское (1987 г.), Северо-Пырейное (1988 г.).

В 1978 году было начато поисковое бурение на Восточно-Уренгойской площади глубокой скважиной № 301, при испытании которой из отложений пластов БУ16(1-4) и БУ14 в интервалах 3218-3226 м и 3115-3133 м, соответственно, были получены фонтаны газоконденсата – месторождение названо Восточно-Уренгойским.

В 1979 году на Северо-Есетинской площади было начато бурение двух глубоких поисковых скважин №№ 163 и 172. В результате испытания скважины № 172 из отложений пласта БУ16(1-4) в интервале 3328-3338 м был получен фонтанирующий приток нефти с пластовой водой и открыто Северо-Есетинское месторождение.

В дальнейшем бурением скважин №№ 209, 210 Северо-Есетинских и №№ 92, 310 Восточно-Уренгойских было подтверждено отсутствие прогиба между этими поднятиями по неокомским отложениям и наличием в них единых залежей углеводородов во всех продуктивных пластах. В настоящее время запасы углеводородов в неокомских залежах числятся на едином Восточно-Уренгойском+Северо-Есетинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Литература

1. Протокол ЦКР Роснедра по ЯНАО № 34-08 от 09.12.2008.
2. Проект разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек нижнемеловых отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения на полное развитие: Отчет о НИР /ООО «ТюменьНИИГипрогаз»; Отв. исполнители Лютомский С.М., Нестеренко А.Н. – Тюмень, 2008.
3. Протокол ГКЗ Роснедра от 17.07.2009 № 1975-дсп.
4. Протокол ГКЗ Роснедра от 30.10.2012 № 2909-дсп.
5. Проект детального разведочного бурения на Уренгойской площади: Отчет о НИР (закл.)/ Руководители Власов А.А., Волкова А.З. – Салехард, 1967.