

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА ЮС₂¹
ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT
OF THE RESERVOIR YuS₂¹ ON THE EAST SURGUT OIL FIELD**

Овдиенко Михаил Александрович

студент,
Санкт-Петербургский горный университет
mikhailcrimea2000@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Шихлерова Эльвира Махачевна

преподаватель специальных дисциплин,
ЧПОУ «Краснодарский колледж управления,
техники и технологии»
shihlerovaem@kkutt.ru

Аннотация. В статье рассматривается анализ текущего состояния разработки пласта ЮС₂¹, который является основным объектом разработки Восточно-Сургутского месторождения. Выполнен анализ геолого-промысловых данных и истории разработки объекта, проведён расчёт балансовых, извлекаемых и остаточных запасов нефти и газа. Рассмотрены основные решения проектных документов по разработке, произведён анализ разработки пласта с начала эксплуатации и на текущую дату, изучена динамика основных технологических показателей разработки путём сопоставление проектных и фактических показателей разработки на дату анализа. На основе рассмотренных показателей дана оценка эффективности разработки данной залежи и предложены рекомендации по её улучшению.

Ключевые слова: основные решения проектных документов; анализ разработки пласта с начала эксплуатации; анализ обводнённости пласта; характеристика системы воздействия на пласт; сравнение проектных и фактических показателей разработки; анализ степени выработки с помощью карты остаточных толщ; подсчёт коэффициента нефтеотдачи.

Ovdienko Mikhail Alexandrovich

Student,
Saint Petersburg mining university
mikhailcrimea2000@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of development and operation
of oil and gas fields
Saint Petersburg mining university
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Shikhlerova Elvira Makhachevna

Teacher of special disciplines,
Private professional educational
institution Krasnodar college
of management,
engineering and technology
shihlerovaem@kkutt.ru

Annotation. The article discusses the analysis of the current state of development of the reservoir YuS₂¹, which is the main object of development of the East Surgut field. The analysis of geological and field data and the history of the development of the object was carried out, the calculation of balance, recoverable and residual oil and gas reserves was carried out. The main decisions of the design documents for the development were considered, the analysis of the reservoir development from the beginning of operation and to the current date was made, the dynamics of the main technological development indicators was studied by comparing the design and actual development indicators at the date of the analysis. Based on the considered indicators, an assessment of the effectiveness of the development of this deposit is given and recommendations for its improvement are proposed.

Keywords: main decisions of project documents; analysis of reservoir development from the beginning of operation; formation water cut analysis; characterization of the stimulation system; comparison of design and actual development indicators; analysis of the degree of depletion using a map of residual strata; calculation of oil recovery factor.

Общие сведения о месторождении

Восточно-Сургутское нефтяное месторождение относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области.

Месторождение находится в пределах одноимённого Восточно-Сургутского лицензионного участка. Вокруг месторождения сформирована зона с развитой производственной инфраструктурой, включающей в себя пункт сбора, подготовки и хранения нефти, дожимные насосные станции, систему напорных и межпромысловых нефтепроводов, газопроводов, сеть автомобильных дорог, систему электроснабжения, базы производственного обслуживания.

В пределах месторождения выделено 26 залежей нефти. Нефтеносная толщина на месторождении составляет 563 м, в её пределах выделяется пять продуктивных пластов. На рисунке 1 представлена схема совмещения контуров нефтеносности продуктивных пластов, на которой видно, что залежи, в основном, располагаются в центральной части лицензионного участка и в различной степени совпадают друг с другом в плане.

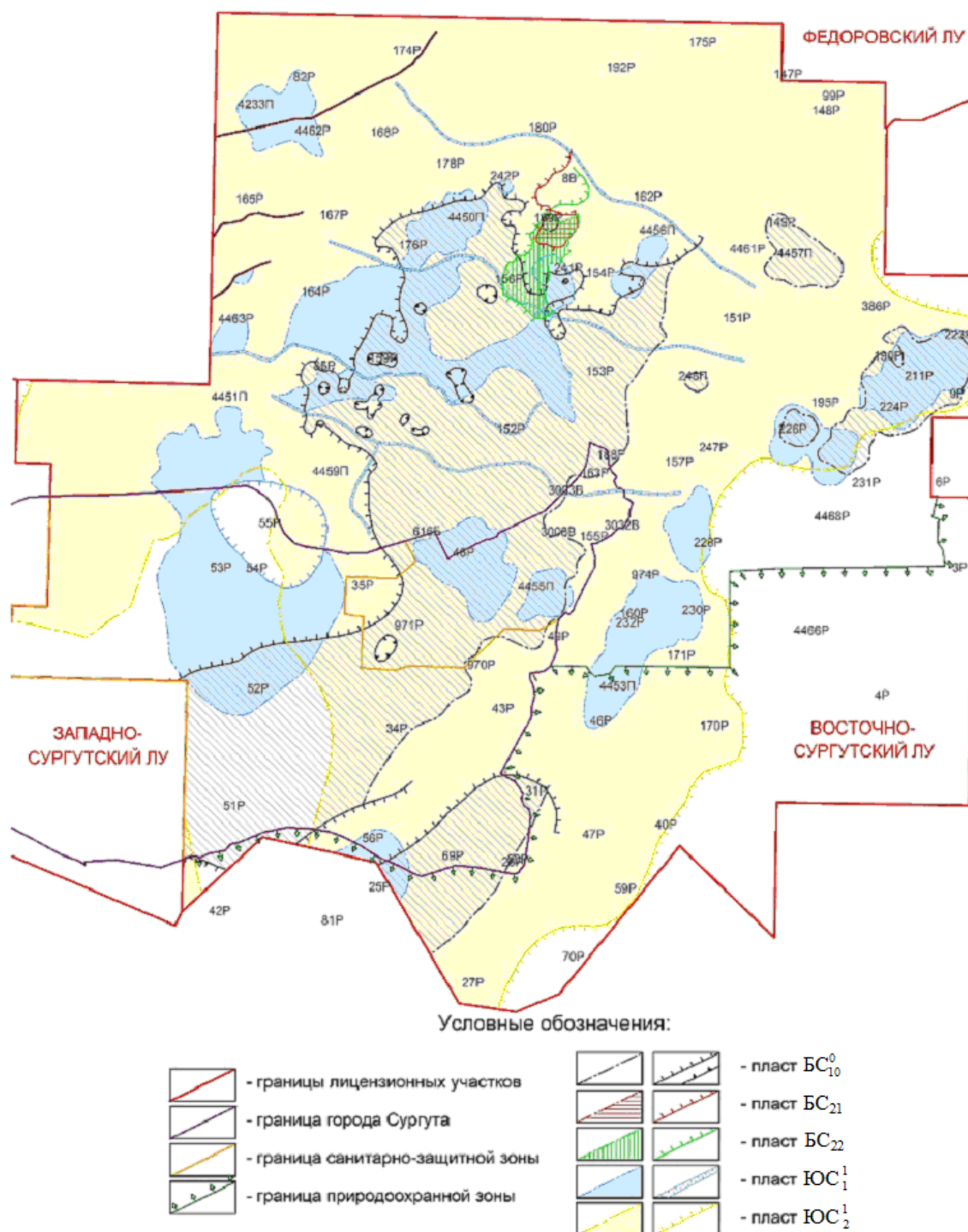


Рисунок 1 – Схема расположения залежей Восточно-Сургутского месторождения

Согласно утверждённым проектным решениям на месторождении выделено четыре эксплуатационных объекта: объект БС₁₀⁰ разрабатывается с 1985 года, объект БС₂₁₋₂₂ – с 2004 года, объект ЮС₁¹ – с 1985 года, объект ЮС₂¹ (продуктивные отложения тюменской свиты) – с 1987 года.

Рассматриваемый в данной работе объект (пласт ЮС₂) является регионально нефтеносным, приурочен к среднему отделу (J₂) Юрской системы (J) Мезозойской группы (Mz), и его дальнейшая характеристика будет дана по детальному анализу его разреза.

При корреляции разреза продуктивный горизонт ЮС₂ разделяется на два пласта – ЮС₂¹ и ЮС₂². Кровля пласта ЮС₂¹ прослеживается по минимуму всех зондов, подошва отбивается не совсем уверенно. В качестве контрольного репера принят пропласток угля, залегающий в средней части горизонта ЮС₂. Как правило, верхняя часть разреза (пласт ЮС₂¹) до угля нефтенасыщена, а нижняя (пласт ЮС₂²) водоносна.

Залежь по типу является литолого-стратиграфической, её размеры в пределах Восточно-Сургутского лицензионного участка составляют 40,8 × 40,3 км. Кровля нефтенасыщенных коллекторов выделяется на абсолютных отметках от 2679,6 до 2965,1 м.

Отложения пласта представлены переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород, часто обогащённых углистым материалом, имеют сложный литологический состав, изменчивы, не выдержаны по площади и по разрезу. Нефтеносный резервуар, соответствующий пласту ЮС₂¹, не является единым гидродинамически связанным телом, а представляет собой совокупность отдельных песчаных подрезервуаров, характеризующихся слабой взаимосвязью между собой или вообще лишённых её. Наиболее наглядно это подтверждается картами основных геологических параметров.

Геометрическая аппроксимация обобщённого песчаного тела, соответствующего пласту ЮС₂¹ как единого образования, является достаточно формальной – единое тело фактически состоит из отдельных песчаных тел, зачастую несвязанных между собой. Пласт ЮС₂¹ правильнее было бы называть песчаной пачкой, состоящей из отдельных песчаных тел (рис. 2). Именно по этой причине в одном интервале испытания могут быть объединены пласты и пропластки, соответствующие разным по генезису телам, резко отличающимся по фильтрационным и гидродинамическим характеристикам.

Характеристика толщин, параметров и неоднородности пласта ЮС₂¹ по данным геофизических исследований скважин (ГИС): общая толщина пласта в среднем составляет 18,2 м, нефтенасыщенная – 6,4 м. Расчленённость пласта высокая: количество пронизываемых пропластков по скважинам варьирует от 1 до 13, в среднем по пласту составляет 5; песчаность равна 0,35.

Нефтегазоносность месторождения

Восточно-Сургутское месторождение расположено в юго-восточной части Сургутского свода, по своему геологическому строению является многопластовым и сложным, по величине извлекаемых запасов – крупным.

Нефтеносными в пределах месторождения являются терригенные отложения сортымской свиты (пласты БС₁₀⁰, БС₂₁ и БС₂₂) нижнемелового возраста, васюганской свиты верхнеюрского возраста (пласт ЮС₁¹) и продуктивные отложения тюменской свиты среднеюрского возраста (пласт ЮС₂¹). На месторождении в пяти продуктивных пластах выявлено 26 залежей нефти, которые в различной степени совпадают в плане. Этаж нефтеносности на месторождении составляет 563 м: изменяется от 2252,4 м (кровля нефтенасыщенного коллектора пласта БС₁₀⁰) до 2814,9 м (подошва нефтенасыщенного коллектора пласта ЮС₂¹ – продуктивные отложения тюменской свиты).

Значительную часть площади Восточно-Сургутского месторождения занимают санитарно-защитная зона города Сургута, природоохранная зона и водоохранная зона реки Обь. На участках с особым правовым режимом расположены залежи пласта БС₁₀⁰ (юг

основной залежи и залежь в районе скважин № № 69Р, 25Р, 31Р), пласта ЮС₁¹ (залежи в районе скважин № 53Р, 56Р, 232Р) и пласта ЮС₂¹.

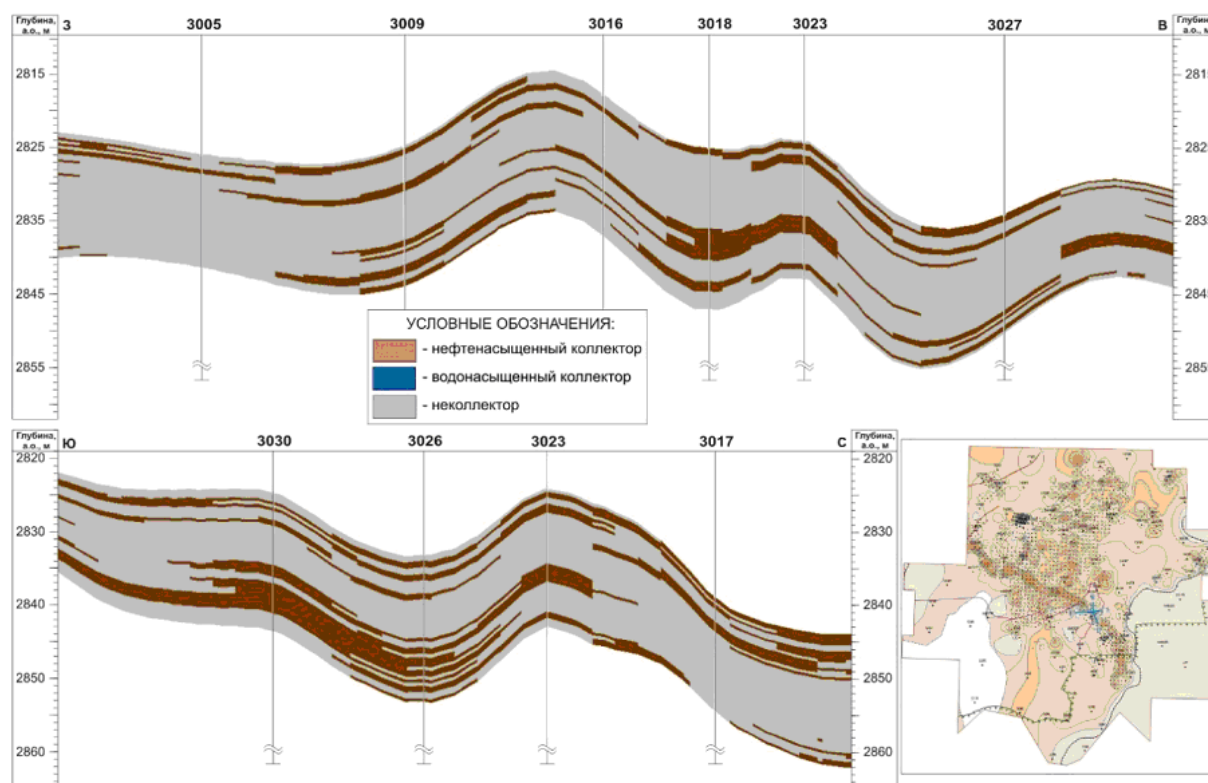


Рисунок 2 – Схематический геологический разрез пласта ЮС₂¹ по линии скважин № № 3005-3027 и 3030-3017

Пласт ЮС₂ (продуктивные отложения тюменской свиты). При детальной корреляции разреза продуктивный горизонт ЮС₂ разделяется на два пласта – ЮС₂¹ (рис. 3) и ЮС₂². Кровля пласта ЮС₂¹ прослеживается по минимуму всех зондов, подошва отбивается не совсем уверенно.

Основные решения проектных документов по пласту ЮС₂¹ Восточно-Сургутского месторождения

Эксплуатационный объект ЮС₂¹ (продуктивные отложения тюменской свиты) введён в разработку в 1987 году. Доля пласта ЮС₂¹ в запасах нефти месторождения (категорий ВС₁ + С₂) составляет: геологических – 76 %, извлекаемых – 69 %.

Первым в эксплуатацию был введён участок № 1 (район скважины № 155Р). До 2003 года в эксплуатации на объекте находились скважины участка, а также одиночные скважины, переведённые с вышележащих объектов. Всего за период 1987–1999 гг. в эксплуатации перебивало 48 скважин. В период 2003–2008 гг. проводится разбуривание и ввод в разработку участка № 2 (район скважины № 180Р), с 2008 года – участка № 3 (район скважин № № 159Р и 164Р). Схема разбиения объекта на участки представлена на рисунке 4.

По участкам реализованы следующие системы разработки:

- участок № 1 – площадная обращённая девятиточечная система с базовой плотностью сетки скважин – 25,0 га/скв.;
- участок № 2 – площадная пятиточечная и трёхрядная системы разработки с применением горизонтальных добывающих скважин (горизонтальных боковых стволов) с базовой плотностью сетки скважин – 16,0 га/скв.;
- участок № 3 – площадная пятиточечная система с базовой плотностью сетки скважин – 25,0 га/скв.

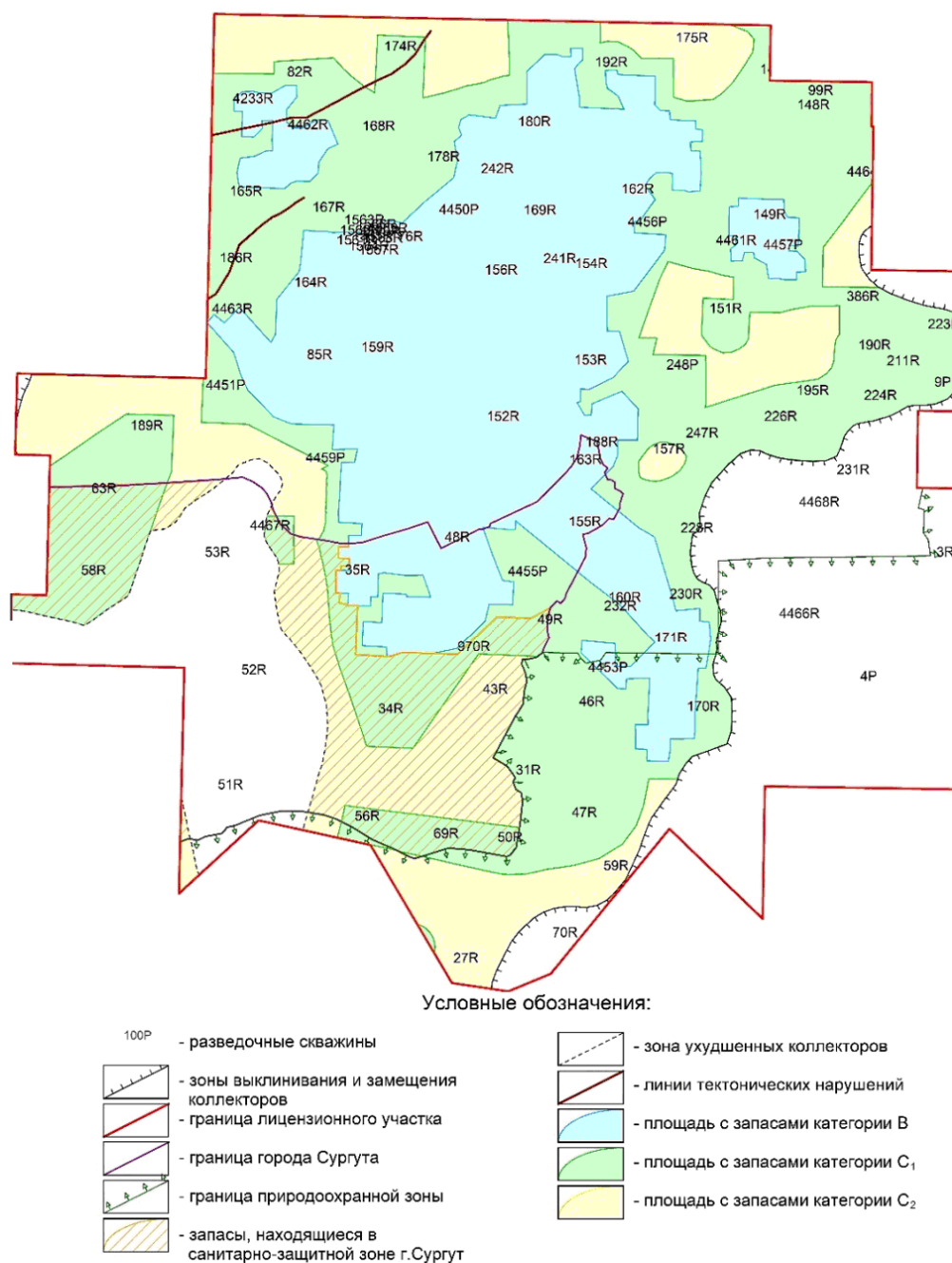


Рисунок 3 – Схема расположения залежи пласта ЮС₂¹

С 2009 года на остальной площади объекта реализуется площадная обращённая девятиточечная система разработки, плотность сетки 25 га/скв. с проведением гидроразрыва пласта (ГРП) на стадии освоения.

На объекте эксплуатируются скважины различного профиля: наклонно-направленные, горизонтальные и скважины с боковыми стволами. С начала разработки в эксплуатации на нефть перебивало 947 ННС (90 % фонда). В действующем фонде добывающих скважин в настоящее время находится 640 ННС. После отработки переведены под закачку 207 ННС. Накопленная добыча нефти наклонно-направленными скважинами составляет 10073,4 тыс. тонн (79 % от общей добычи).

На объекте пробурено 16 горизонтальных скважин. В действующем фонде находится 11 ГС со следующими показателями: дебит нефти – 7,5 тонн/сут, дебит жидкости – 14,3 тонн/сут., обводнённость – 47,8 %. Накопленная добыча нефти горизонтальными скважинами составляет 242,6 тыс. тонн (2 % от общей добычи). При среднем отработанном времени 7 лет удельная добыча нефти на одну ГС составляет 15,2 тыс. тонн.

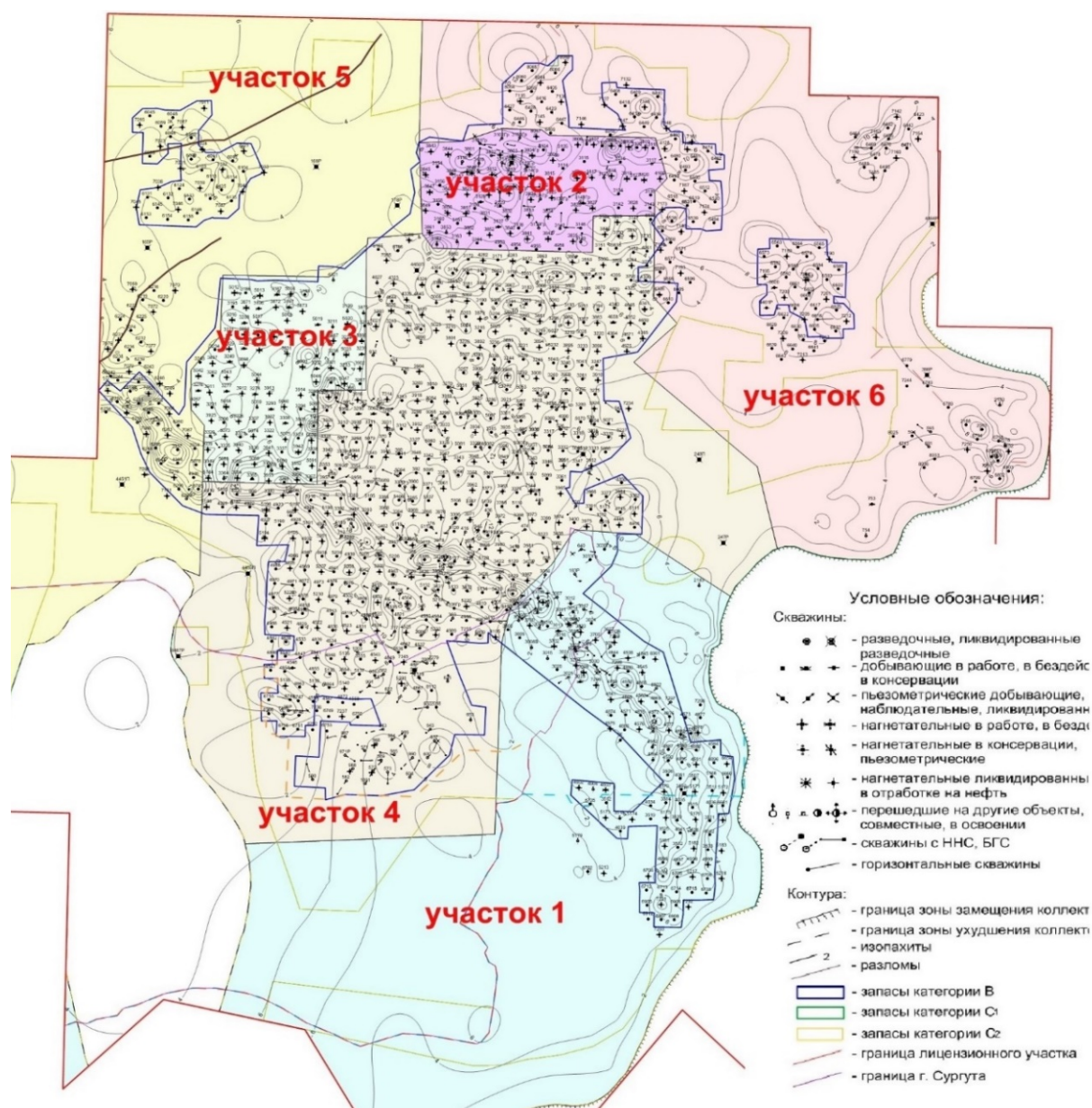


Рисунок 4 – Схема выделения участков объекта ЮС₂ Восточно-Сургутского месторождения

С 2000 года на объекте осуществляется зарезка боковых стволов при КРС. Всего зарезка БС при КРС проведена в 132 скважинах, из них в 12 скважинах выполнена зарезка двух БС при КРС, а в одной скважине – четырёх. Общее количество боковых стволов – 147. В действующем фонде находится 108 БС со следующими показателями: дебит нефти – 9,3 тонн/сут., дебит жидкости – 18,0 тонн/сут., обводнённость – 48,6 %. Накопленная добыча нефти боковыми стволами составляет 2347,8 тыс. тонн (19 % от общей добычи). При среднем отработанном времени 4,7 года удельная добыча нефти на один БС составила 16,0 тыс. тонн.

Анализ разработки пласта с начала эксплуатации

Активная разработка объекта ЮС₂ началась с 2004 года. Интенсивность эксплуатационного бурения на объекте резко возрастает с 2008 года, достигая максимального значения в 2011 году – 674 тыс. м. В связи с этим наблюдается рост уровней добычи нефти и жидкости, которые достигают максимальных значений в 2014 году (добыча нефти 2863,8 тыс. тонн). При этом дебит жидкости увеличивается от 14,8 тонн/сут. (2007 год) до 23,7 тонн/сут. (2014 год), обводнённость возрастает от 38,1 до 51,1 %. Полная характеристика показателей разработки каждого из участков и месторождения в целом представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технологические показатели разработки по участкам Восточно-Сургутского месторождения (объект ЮС₂¹)

№ п/п	Показатели разработки	Участок						В целом объект
		1	2	3	4	5	6	
1	Год ввода в разработку	1987	2003	1991	1987	2010	1990	1987
2	Годовая добыча нефти, тыс. тонн/год	448,2	115,8	155,5	1541,3	292,2	310,9	2863,8
	Доля в общей добыче, %	15,7	4,0	5,4	53,8	10,2	10,9	100,0
3	Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	2478	1383,6	1209	6113	813	676	12673
	Доля в общей добыче, %	19,6	10,9	9,5	48,2	6,4	5,3	100,0
4	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,1	6,3	4,8	6,7	6,0	6,2	6,3
	Коэффициент пористости, доли ед.	0,17	0,17	0,17	0,17	0,16	0,16	0,17
	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,77	0,75	0,72	0,76	0,74	0,75	0,76
5	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	6375	4433	3670	27707	4089	5922	52197
	Доля НИЗ объекта в общем объеме запасов, %	12,2	8,5	7,0	53,1	7,8	11,3	100,0
	Отбор от НИЗ, %	38,9	31,2	32,9	22,1	19,9	11,4	24,3
	Темп отбора от НИЗ, %	7,0	2,6	4,2	5,6	7,1	5,2	5,5
	Текущие извлекаемые запасы, тыс. тонн	3897	3049	2461	21594	3276	5246	39524
	Доля ТИЗ объекта в общем объеме запасов, %	9,9	7,7	6,2	54,6	8,3	13,3	100,0
	Темп отбора от ТИЗ, %	10,3	3,7	5,9	6,7	8,2	5,6	6,8
	Кратность текущих запасов, лет	9	26	16	14	11	17	14
6	Текущий КИН, доли ед.	0,100	0,081	0,085	0,057	0,051	0,029	0,063
	Утвержденный КИН, доли ед.	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
	Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	24710	17181	14224	107393	15850	22955	202313
	Доля НГЗ объекта в общем объеме запасов нефти, %	12,2	8,5	7,0	53,1	7,8	11,3	100,0
7	Годовая добыча жидкости, тыс. тонн/год	860,4	330,7	406,7	3095,8	540,8	623,5	5857,8
	Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	4021	3006	2812	11723	1343	1259	24164
	Среднегодовая обводненность, %	47,9	65,0	61,8	50,2	46,0	50,1	51,1
	Текущий водонефтяной фактор, тонн/тонн	0,92	1,86	1,62	1,01	0,85	1,01	1,05
	Накопленный водонефтяной фактор, тонн/тонн	0,62	1,17	1,33	0,92	0,65	0,86	0,91
8	Действующий фонд добывающих скважин, шт.	91	47	32	420	59	104	753
9	Реализованная плотность сетки скважин, га/скв.	21,4	17,8	29,2	38,0	30,6	26,4	30,6
10	Средний дебит нефти, тонн/сут.	13,4	7,4	11,3	11,3	14,8	10,8	11,6
	Средний дебит жидкости, тонн/сут.	25,7	21,1	29,6	22,8	27,4	21,8	23,7
11	Годовая закачка воды, тыс. м ³ /год	917,7	611,7	543,0	3160,4	869,2	724,5	6826,2
	Накопленная закачка воды, тыс. м ³	3782	3959	4291	11261	1548	1119	25960
	Годовая компенсация, %	92,7	168,6	120,6	89,3	138,9	101,6	102,2
	Накопленная компенсация, %	79,7	116,4	136,0	83,5	97,9	76,9	93,3

Закачка воды в пласт организована в 1988 году. В 1995–1999 гг. закачка воды была приостановлена и возобновлена в 2000 году. В 2014 году объём закачки воды достигает максимального значения 6826,6 тыс. м³. В настоящее время безводной продукцией работает менее 5 % добывающих скважин. Почти в половине скважин обводнёность продукции превышает 50 %.

По состоянию на сегодняшний день накопленная добыча нефти по объекту составляет 12673 тыс. тонн, накопленная добыча жидкости – 24164 тыс. тонн, текущий КИН – 0,038, отбор от НИЗ – 16,6 % при обводнённости 51,1 %, накопленная закачка воды – 259608 тыс. м³, накопленная компенсация – 93,3 %.

Анализ обводнённости пласта

Практически во всех исследованных скважинах с начала разработки в продукции присутствует повышенное содержание воды. Закачка воды в пласт осуществлялась на полгода позже начала эксплуатации добывающих скважин, что исключает прорыв фронта нагнетаемой воды.

Закачка воды в пласт организована в 1988 году. В 1995–1999 гг. закачка воды была приостановлена и возобновлена в 2000 году. В 2014 году объём закачки воды достигает максимального значения 6826,6 тыс. м³.

Определение источника обводнения пласта ЮС₂¹ методами промысловой геофизики ограничено. Это связано с тем, что промыслово-геофизические исследования проводились при освоении или после ГРП.

Объёмы добываемой воды превосходят объёмы закачанной технической воды и фильтрата бурового раствора. Поддержание пластового давления организуется через полгода/год после запуска добывающих скважин. За этот период начальная обводнёность продукции добывающих скважин (20–40 %) не снижается, а зачастую увеличивается или остаётся на относительно постоянном уровне до этапа прорыва нагнетаемой воды. Показатели обводнённости фонда скважин на время проведения ГИС отображены на рисунке 5.

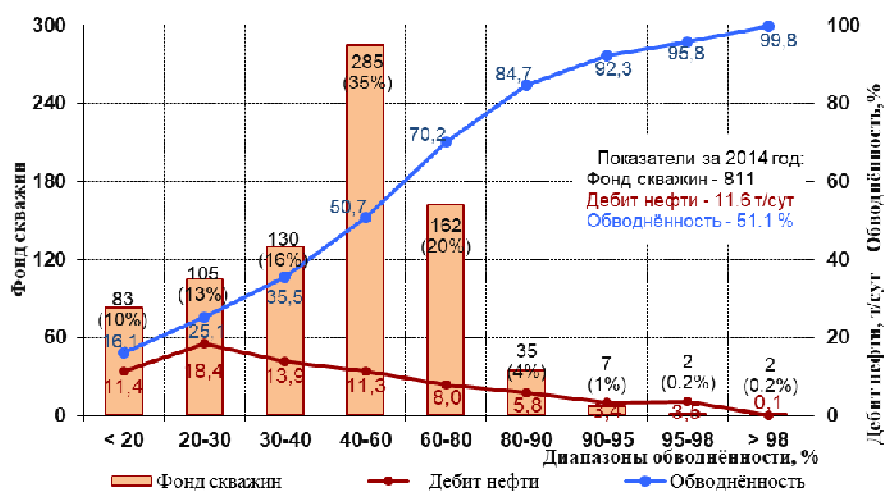


Рисунок 5 – Распределение фонда скважин объекта ЮС₂¹ Восточно-Сургутского месторождения по обводнённости

Результаты исследований по определению источника обводнения показали, что в настоящее время закачиваемая вода присутствует в продукции 282 добывающих скважин (50 % исследованных скважин). В большинстве скважин, в которых выявлены признаки прорыва фронта нагнетаемой воды, в начальный период разработки присутствовал дополнительный источник обводнения, который преимущественно не определён (в 241 скважине или 43 % от исследованных скважин).

Доля внутрипластовых контактных перетоков составляет 6 % объёма исследованных добывающих скважин. Нефтенасыщенные пропластки, примыкающие к слабо-нефтенасыщенным или водонасыщенным интервалам, перфорацией, как правило, не

вскрываются, что отражается на коэффициенте вторичного вскрытия пласта. Перетоки из контактных слабонефтенасыщенных или водонасыщенных интервалов не оказывают существенного влияния на обводненность продукции скважин.

Перетоки обусловлены влиянием двух факторов: образованием вертикальной трещины в горных породах и негерметичностью заколонного пространства. Качество цементационного скважины ухудшается после проведения ГРП.

Основные термоаномалии по данным термометрии приурочены к интервалам отсутствия сцепления цементного камня с колонной. Незначительные изменения термоградиента, отмечаемые в интервалах с удовлетворительным качеством сцепления цемента с колонной, связаны с образованием в горных породах вертикальных внутрислоевых (или межслоевых) трещин ГРП, связывающих интервал перфорации с водонасыщенными пропластками. Не исключено образование таких вертикальных трещин на значительном удалении от ствола скважины. В таком случае по данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ) (термометрия, широкополосный акустический каротаж (АКШ)) невозможно выявление перетоков. Это может объяснить высокую обводненность добывающих скважин, в которых источник обводнения не определен. В таких скважинах по данным термометрии перетоки отсутствуют, техническое состояние колонны и заколонного пространства удовлетворительное.

В скважине № 3233 по данным термометрии зафиксирован переток воды в интервал перфорации из пластов ЮС₂² и ЮС₃. Скважина работает с обводненностью 40–84 %. В целом по объекту ЮС₂¹ перетоки воды из пластов ЮС₂² и ЮС₃ отмечены в 28 добывающих скважинах.

С целью определения влияния перфорационных работ на нарушение целостности цементного камня было исследовано 7 скважин до и после перфорации. В одной скважине произошло ухудшение качества цементации ниже интервала перфорации, в остальных скважинах перфорационные работы не привели к ухудшению качества цементации. Влияние перфорационных методов на целостность цементного камня незначительно.

Вместе с тем, выявлены скважины, в которых по данным ПГИ отмечается движение флюида ниже интервала перфорации при удовлетворительном качестве сцепления цемента с колонной. Кроме того, нижняя граница интервала перетока во многих случаях существенно ниже нижней границы негерметичности заколонного пространства. Это может быть обусловлено перетоком не по заколонному пространству, а по пласту вследствие образования в горных породах вертикальных трещин, вероятно техногенного происхождения (трещины ГРП).

Проведение гидроразрыва пласта в некоторых случаях ведёт к нарушению целостности цементного камня. С целью определения интервала развития трещины, образуемой после проведения ГРП, в пределах пласта ЮС₂¹ были проведены исследования широкополосным акустическим методом в скважинах № № 3354, 4945, 4968, 5001 и 6145.

В добывающей скважине № 4968 исследования широкополосным акустическим методом проведены 18.07.2014 г. Результаты исследований показали, что после ГРП (06.07.2014 г.) отмечается заколонное движение жидкости ниже интервала перфорации, в небольших количествах проппант оказывается в водонасыщенных интервалах пласта ЮС₂².

По данным АКШ трещина ГРП образуются примерно на 6 м ниже и выше интервала перфорации. Проникновение проппанта отмечается до глубины, находящейся на 5 м ниже и выше интервала перфорации. Таким образом, переток обусловлен развитием в горной породе вертикальной трещины.

В нагнетательной скважине № 4561 по результатам исследования отмечается уход закачиваемой воды в водонасыщенные интервалы пласта ЮС₂². Данная проблема также выявлена в нагнетательных скважинах № № 3887, 3809, 3832, 3833, 3840, 3852, 4545, 7076, 7101 и 7292.

На профиле по линии скважин № № 3891–3894 обводнение продукции добывающих скважин обусловлено подтягиванием в интервал перфорации воды из пласта ЮС₂². В настоящее время отмечается прохождение фронта нагнетаемой воды по наиболее проницаемым и мощным пропласткам кровельной части толщины пласта.

В нагнетательной скважине № 7195 основной уход закачиваемой воды (70 %) отмечается в подошвенной части пласта. В добывающей скважине № 6582 по результатам исследований пласт работает по всей эффективной нефтенасыщенной толщине, но основной приток жидкости отмечается в двух нижних пропластках. Это говорит о том, что закачиваемая вода в настоящее время уже прошла по подошвенной части пласта. Подтверждение этому – наличие радио-геохимического эффекта при повторном проведении гамма-каротажа (ГК).

В период 2012–2014 гг. на объекте был проведён комплекс трассерных исследований с целью выявления гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами и оценки влияния на обводнённость продукции каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС).

В качестве индикаторного вещества использовались растворы роданида аммония и тринатрийфосфата. Отбор проб жидкости из добывающих скважин проводился ежедневно в течение 30 дней и в последующем ещё в течение 30 дней через день.

В нагнетательную скважину № 5184 проведена закачка роданида аммония, пробы отбирались из семи добывающих скважин (рис. 6).

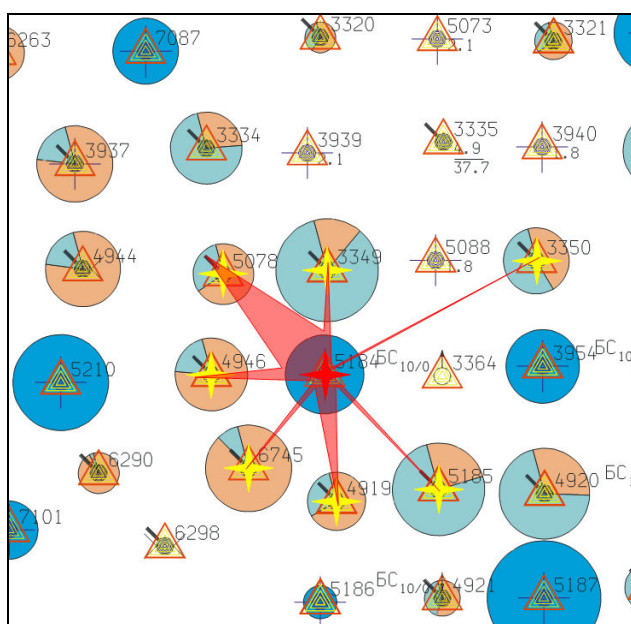


Рисунок 6 – Схема распределения каналов НФС по направлениям на участке с нагнетательной скважиной № 5184

По результатам исследования гидродинамическая связь с нагнетательной скважиной была установлена во всех добывающих скважинах участка. От общего объёма закачанного роданида аммония из добывающих скважин было отобрано 33,1 %. Каналы НФС представлены как отдельными трещинами, так и сетью взаимосвязанных высокопроницаемых каналов (трещин). Наиболее сильно каналы НФС влияют на обводнённость скважин № № 5078 (обводнённость – 86 %), 4919 (обводнённость – 37,3 %) и 4946 (обводнённость – 23,8 %). Влияние каналов на остальные скважины участка незначительно. Фронт вытеснения на участке неравномерный, основным направлением распространения фильтрационных потоков является северо-западное к скважине № 5078. Фильтрация воды в неё происходит по высокопроницаемым каналам.

Трассерные исследования также проводились на участке с нагнетательной скважиной № 5171 (рис. 7). Исходя из их результатов, была установлена гидродинамическая связь между нагнетательной скважиной № 5171 и добывающими скважинами через каналы низкого фильтрационного сопротивления. Фронт вытеснения на участке неравномерный, основными направлениями распространения фильтрационных потоков являются восточное в сторону скважины № 3511 и юго-восточное к скважине № 4036.

Каналы НФС не являются основным источником обводнения. Скважины обводняются за счёт продвижения фронта закачиваемой воды и водой из нижнего водонасыщенного пласта.

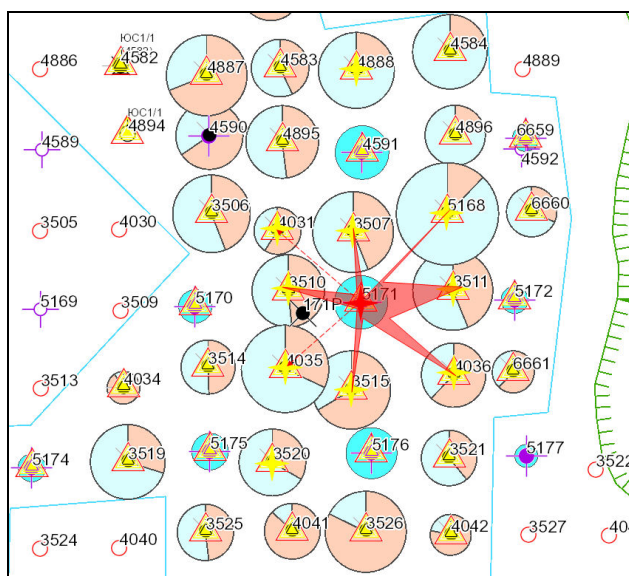


Рисунок 7 – Схема распределения каналов НФС по направлениям на участке с нагнетательной скважиной № 5171

Скорость поступления первых порций трассера в добывающие скважины высокая и существенно превышает характерные скорости фильтрации жидкости в поровых коллекторах. Это говорит о том, что каналы НФС между нагнетательной и добывающими скважинами № № 3511 и 4036 с большой вероятностью являются трещинами естественного и техногенного происхождения.

По результатам проведенных трассерных исследований связь между нагнетательными и добывающими скважинами отмечается на всех участках. Фильтрация части закачиваемой воды происходит по каналам НФС, не вытесняя нефть, находящуюся в поровой матрице пласта. Непроизводительная закачка воды в нагнетательные скважины изменяется от 0,05 % до 27 %. Также обводненности продукции способствует поступление воды из нижнего водонасыщенного пласта ЮС₂². Все вышеперечисленные проблемы неблагоприятно влияют на конечный КИН объекта и требуют решения.

Характеристика системы воздействия на пласт

Начальное пластовое давление по объекту ЮС₁² составляет 28,4 МПа.

Закачка воды с целью поддержания пластового давления осуществляется на объекте с 1988 года – со второго года разработки.

Изначально система воздействия была организована на участке № 1 путём ввода под закачку шести нагнетательных скважин и перевода в процессе эксплуатации четырёх высокообводнённых скважин под закачку.

В период 1995–1999 гг. закачка на участке не проводилась. После прекращения нагнетания отмечается перераспределение давления по площади участка, при этом существенного снижения давления не наблюдалось. Закачка была возобновлена в августе 2000 года.

В настоящее время действующий добывающий фонд объекта ЮС₂¹ составляет 753 скважины, нагнетательный – 344. С начала разработки на объекте в целом закачано 25960 тыс. м³ воды. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды – 102,2 %, накопленная – 93,3 %.

По объекту ЮС₂¹ отмечаются незначительные зоны со сниженным пластовым давлением в зонах отбора южной части объекта.

Увеличение объёмов закачиваемой воды в период 2012–2014 гг. обеспечило стабилизацию давления на уровне начального: текущее пластовое давление составляет 28,3 МПа, в зоне нагнетания – 29,0 МПа, в зоне отбора – 28,1 МПа.

В целом энергетическое состояние объекта в пределах разбуренной части удовлетворительное – текущее пластовое давление находится на уровне начального.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

По состоянию на сегодняшний день накопленная добыча нефти по объекту составляет 12673 тыс. тонн, жидкости – 24164 тыс. тонн, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,038, отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) – 16,6 % при обводнённости 51,1 %, накопленная закачка воды – 259608 тыс. м³, накопленная компенсация – 93,3 %.

За четырёхлетний проектный период фактическая добыча нефти по объекту составила 9234,3 тыс. тонн (проект – 10125,8 тыс. тонн). Основными причинами отклонения уровней добычи нефти от проектных являются:

- меньший ввод скважин в эксплуатацию (ввод новых добывающих скважин из бурения: проект – 663, факт – 607) в связи с меньшими объёмами эксплуатационного бурения (проект – 2690,4 м, факт – 2396,1 м);
- более высокие, чем предполагалось по проекту, темпы обводнения скважин (проект – 37,7 %, факт – 51,1 %).

Анализ степени выработки и подсчёта коэффициента нефтеотдачи с помощью карты остаточных толщ

До 2008 года добыча нефти и жидкости по объекту определялась результатами эксплуатации участков № № 1 и 2. После 2008 года в связи с интенсивным разбуриванием основная доля добычи нефти обеспечивается скважинами участка № 4 (48,2 % от общей добычи по объекту за весь период эксплуатации). Таким образом, выработанность запасов по участкам может значительно отличаться ввиду времени их ввода в эксплуатацию.

Всего с объекта отобрано 12673 тыс. тонн нефти, 24164 тыс. тонн жидкости, в пласт закачано 25960 тыс. м³ воды. При текущей обводнённости 51,1 % отбор от НИЗ (по вовлечённым запасам) составляет 24,3 %, текущий КИН – 0,063. Добыча нефти составила 2863,8 тыс. тонн, жидкости – 5857,8 тыс. тонн, закачка воды – 6826,2 тыс. м³.

Выводы

На момент анализа разработки объект ЮС₂¹ находится на стадии интенсивного разбуривания проектного фонда и растущей добычи нефти. Доля от общей текущей добычи нефти по месторождению составляет 76 %. В активную разработку был вовлечён в 2004 году.

Объект разделён на шесть эксплуатационных участков, наибольшим из которых по находящимся запасам является четвертый.

Энергетическое состояние залежи удовлетворительное. Текущее пластовое давление (28,3 МПа) находится на уровне начального (28,4 МПа).

За проектный период выявлено отставание фактических показателей разработки от проектных. В качестве главных причин выделяется меньший ввод скважин в эксплуатацию из бурения и стремительно растущая обводнённость новых скважин. Обводнённость проектная – 20,0–27,9 %, фактическая – 37,3–42,5 %. Для выявления причин преждевременного обводнения скважин на объекте проводился комплекс ГИС и трассерные исследования, по результатам которых был выделен ряд причин.

Однозначно можно выделить негативное влияние ГРП, который проводится на стадии освоения скважины. Так, например, на скважине № 4968 по данным термометрии зафиксирован переток воды в интервал перфорации из пластов ЮС₂² и ЮС₃, связанный с нарушением целостности цементного камня после проведения ГРП; с аналогичной проблемой выделен ряд скважин, и для её решения предлагается проведение ремонтно-изоляционных работ на данных скважинах.

Ещё одним негативным влиянием проведения ГРП является появление на большом удалении от призабойной зоны техногенных трещин, проникающих в нижележащий водоносный пласт ЮС₂².

Также по результатам исследований выявлено, что в добывающей скважине № 6582 пласт работает по всей эффективной нефтенасыщенной толщине, но основной приток жидкости отмечается в двух нижних пропластках. Это говорит о том, что закачиваемая вода в настоящее время уже прошла по подошвенной части пласта до добывающей скважины. В связи с этим были проведены трассерные исследования, выявив-

шие в ряде скважин прорыв нагнетаемой воды по каналам НФС. По данной причине обводнёность продукции некоторых скважин (№ 5078) достигает 86 %, а непродуктивная закачка жидкости до 30 %. Наиболее рентабельным решением этой проблемы будет применение потокоотклоняющих технологий для блокирования каналов НФС и перенаправления потока нагнетаемой жидкости с целью увеличения коэффициента охвата.

Литература

1. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.
2. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – М. : Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 244 с.
3. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2019. – 275 с.
4. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 частях : учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021–2022.
5. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
6. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Буренина [и др.] // Записки Горного института. – 2019. – Т. 237. – С. 344–353.
7. Учёт геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений / С.В. Галкин [и др.] // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – № 4. – С. 408–417.
8. Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 4. – С. 59–65.
9. Киселев К.А. Особенности подбора скважин кандидатов для проведения многостадийного гидроразрыва пласта в условиях Восточно-Сургутского месторождения // Вестник науки. – 2019. – Т. 4. – № 6 (15). – С. 339–341.
10. Методика построения лито-фациальных схем-карт для анализа процесса формирования пласта ЮС₁ Восточно-Сургутского месторождения / Ю.А. Котенев [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 34–36.
11. Краузе Н.А. Геологические 3D-модели месторождения как способ изучения Восточно-Сургутского месторождения // Проблемы геологии и освоения недр. труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 120-летию со дня основания Томского политехнического университета (04–08 апреля 2016 года, г. Томск). – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2016. – С. 350–352.
12. Небогин С.Н., Павельева О.Н. Типизация разреза продуктивного пласта ЮС₂ с целью выявления закономерностей распределения проницаемых пород на территории Восточно-Сургутского месторождения // Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы Международной научно-практической конференции (16–20 мая 2016 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 146–149.
13. Овдиенко М.А., Савенок О.В. Анализ цифровых моделей Восточно-Сургутского нефтяного месторождения с целью расчёта прогнозных технологических показателей разработки // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 115–132.
14. Орловский С.Л., Султанова Э.Р. Геологическое строение Восточно-Сургутского месторождения // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: ежегодный сборник научных трудов. – Уфа : Издательство научно-технической литературы «Монография», 2019. – С. 120–122.
15. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ гидродинамических исследований насосных скважин Восточно-Сургутского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 59–80.
16. Плиева Е.Б., Татаринова Е.Э. Анализ разработки и наиболее эффективные ГТМ, используемые на объекте тюменской свиты Восточно-Сургутского месторождения // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 139–142.
17. Попов И.П., Попов А.И., Максимов М.Н. Геолого-промысловые особенности разработки Восточно-Сургутского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 3 (93). – С. 40–43.
18. Путинцева П.О. Особенности интерпретации данных электрокаротажа в нефтяных скважинах с горизонтальным завершением на примере Восточно-Сургутского месторождения // Геология: материалы 57-й Международной научной студенческой конференции (14–19 апреля

2019 года, г. Новосибирск). – Новосибирск : Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2019. – С. 99.

19. Солонина К.В. Общие сведения Восточно-Сургутского месторождения // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы II Международной научно-практической конференции, посвящённой памяти Виктора Ефимовича Копылова (15–17 февраля 2022 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 122–124.

20. Татаринова Е.Э. Особенности геологического строения и выработки запасов пласта Ю1/1 Восточно-Сургутского месторождения // Ашировские чтения. – 2019. – Т. 1. – № 1 (11). – С. 228–231.

21. Юрков Р.В. Особенности емкостно-фильтрационных свойств пласта ЮС₂¹ Восточно-Сургутского месторождения нефти (Тюменская область) // Студенческая научная весна – 2021 : материалы региональной научно-технической конференции (конкурса научно-технических работ) студентов, аспирантов и молодых учёных вузов Ростовской области (13–14 мая 2021 года, г. Новочеркасск). – Новочеркасск : Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 2021. – С. 295.

References

1. Gorpichenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Geological bases of oil and gas fields development : textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – 240 p.

2. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development: a training manual. – M. : publishing house «Infra-Engineering», 2020. – 244 c.

3. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields: a training manual. – Krasnodar : Kuban State Technological University, 2019. – 275 c.

4. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: in 2 parts : a training manual. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021–2022.

5. Berezovsky D.A., Kusov G.V. Technologies and principles of the development of multi-horizon fields // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy vestnik). – 2017. – № 1. – P. 33–50.

6. Improvement of methodical approach to planning hydraulic fracturing activities in oil fields / I.V. Burenina [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2019. – V. 237. – P. 344–353.

7. Consideration of geomechanical properties of the reservoir in the development of multilayer oil fields / S.V. Galkin [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2020. – V. 244. – № 4. – P. 408–417.

8. Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N. Optimization of the field injection well stock at the late stage of development based on the analysis of tracer studies (on the example of Dysh field) // Petroleum Engineer. – 2018. – № 4. – P. 59–65.

9. Kiselev K.A. Features of the selection of candidate wells for multi-stage hydraulic fracturing in the conditions of the East Surgut field // Vestnik nauki. – 2019. – V. 4. – № 6 (15). – P. 339–341.

10. Methodology of construction of litho-facial schematic maps to analyze the formation process of reservoir YS1 of the East Surgut field / Yu.A. Kotenev [et al.] // Exposition Oil Gas. – 2015. – № 6 (45). – P. 34–36.

11. Krause N.A. Geological 3D-models of the field as a way to study the East Surgut field // Problems of geology and development of mineral resources. Proceedings of the XX International symposium of students and young scientists named after Academician M.A. Usov, dedicated to the 120th anniversary of Tomsk Polytechnic University (04–08 April 2016, Tomsk). – Tomsk : National Research Tomsk Polytechnic University, 2016. – P. 350–352.

12. Nebogin S.N., Pavel'eva O.N. Typification of productive formation section of YS2 with the purpose of revealing the distribution patterns of permeable rocks in the territory of East Surgut field // New technologies – oil and gas region : materials of the International scientific-practical conference (16–20 May 2016, Tyumen). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2016. – P. 146–149.

13. Ovdienko M.A., Savenok O.V. Analysis of digital models of the East Surgut oil field in order to calculate the forecast technological indicators of development // Science. Technology. Tekhnologii (Polytechnical Bulletin). – 2022. – № 3. – P. 115–132.

14. Orlovsky S.L., Sultanova E.R. Geological structure of the East Surgut field // Oil and gas technologies and new materials. Problems and solutions: annual collection of scientific papers. – Ufa : Publishing house of scientific and technical literature «Monograph», 2019. – P. 120–122.

15. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Analysis of hydrodynamic research of pumping wells of the East Surgut oil field // Science. Technology. Tekhnologii (Poly-technicheskiy vestnik). – 2015. – № 3. – P. 59–80.

16. Plieva E.B., Tatarinova E.E. Development analysis and the most effective GTM used at the site of the Tyumen formation of the East Surgut field // Bulatov readings. – 2019. – V. 2. – P. 139–142.

17. Popov I.P., Popov A.I., Maksimov M.N. Geological and production features of the development of the East Surgut field // Proceedings of higher educational institutions. Oil and Gas. – 2012. – № 3 (93). – P. 40–43.

18. Putintseva P.O. Features of interpretation of electric logging data in oil wells with horizontal completion by the example of the East Surgut field // Geology: Proceedings of the 57th International Scientific Student Conference (April 14-19, 2019, Novosibirsk). – Novosibirsk : Novosibirsk National Research State University, 2019. – P. 99.

19. Solonina K.V. General information of East Surgut field // Technological solutions of well construction in the fields with complex geological and technological conditions of their development: materials of II International scientific-practical conference dedicated to the memory of Victor Yefimovich Kopylov (February 15–17, 2022, Tyumen). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2022. – P. 122–124.

20. Tatarinova E.E. Features of the geological structure and reserve development of the reservoir U1/1 of the East Surgut field // Ashirov readings. – 2019. – V. 1. – № 1 (11). – P. 228–231.

21. Yurkov R.V. Features of capacitive-filtration properties of the reservoir of East Surgut oil field (Tyumen region) // Student Scientific Spring – 2021 : materials of the regional scientific and technical conference (contest of scientific and technical papers) of students, graduate students and young scientists of Rostov region universities (May 13–14, 2021, Novocheerkassk). – Novocheerkassk : M.I. Platov South Russian State Polytechnic University (NPI), 2021. – P. 295.