



УДК622.276

## АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ И НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ ГТМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ НА ОБЪЕКТЕ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### ANALYSIS OF DEVELOPMENT AND THE MOST EFFECTIVE GTM USED ON THE TYUMEN SUITES OF THE EAST-SURGUT DEPOSIT

**Плиева Елена Борисовна**

магистр кафедры  
строительства наклонно-направленных  
и горизонтальных скважин,  
Самарский государственный  
технический университет  
helena-plieva@yandex.ru

**Татарина Евгения Эдуардовна**

кандидат химических наук,  
доцент кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Самарский государственный  
технический университет  
tatarinova-samgtu@mail.ru

**Аннотация.** В данной статье рассмотрено состояние разработки объекта тюменской свиты Восточно-Сургутского месторождения. Проанализирована информация об основных применяемых методах повышения нефтеотдачи пласта, а также подробно рассмотрен наиболее эффективный метод – гидроразрыв пласта (ГРП), и приведены первые результаты применения на данном объекте технологии многостадийного кластерного ГРП.

**Ключевые слова:** система разработки, объект, тюменская свита, дебит, ГТМ, гидравлический разрыв пласта, кластерный ГРП, трещина.

**Plieva Elena Borisovna**

Master's program of Construction  
deviating and horizontal wells,  
Samara State Technical University  
helena-plieva@yandex.ru

**Tatarinova Eugene Eduardovna**

Candidate of chemical sciences,  
Docent of the department of development  
and operation of oil and gas wells,  
Samara State Technical University  
tatarinova-samgtu@mail.ru

**Annotation.** This article describes the state of development of the object of the Tyumen Formation of the East-Surgut field. Information on the main methods of enhanced oil recovery has been analyzed, and the most effective method – hydraulic fracturing (HF) has been considered in detail, and the first results of applying multistage cluster hydraulic fracturing at this facility are presented.

**Keywords:** development system, facility, tyumen suite, production rate, geological and technical measures, hydraulic fracturing, cluster fracturing, fracture.

**В**осточно-Сургутское нефтяное месторождение, рассматриваемое в данной работе, находится в Западной Сибири, а именно: в юго-восточной части Сургутского свода. К настоящему времени перспективы нефтедобычи месторождений данного региона связаны с трудноизвлекаемыми запасами тюменской свиты, из которых наибольший интерес представляют низкопродуктивные залежи горизонта ЮС2, содержащие более 3,5 млрд т. запасов нефти [1, 2]. Разработка таких объектов зачастую уже с самого начала требует использования мероприятий по интенсификации притока, что реализуется за счет проведения различных геолого-технических мероприятий (ГТМ) и внедрения инновационных технологий, способствующих как повышению производительности скважин, так и снижению затрат на осуществление работ [3, 4].

Продуктивный горизонт ЮС2 тюменской свиты среднеюрских отложений, находящийся в пределах Восточно-Сургутского нефтяного месторождения, содержит более 70 % начальных геологических и извлекаемых запасов нефти данного месторождения [5].

Нефтенасыщенной частью продуктивного горизонта ЮС2 является пласт ЮС2/1. Данный пласт характеризуется сложным геологическим строением, залежь пласта литолого-стратиграфическая, а отложения представлены переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород. Нефтеносный резервуар, соответствующий пласту ЮС2/1, является не единым гидродинамически связанным телом, а представляет собой совокупность отдельных песчаных подрезервуаров, характеризующихся слабой взаимосвязью между собой или полностью лишённых её.

Пласт ЮС2/1 характеризуется общей толщиной в среднем – 18,2 м, нефтенасыщенной толщиной от 1 до 5 м, высокой неоднородностью и изменчивостью коллектора как по площади, так и по разрезу



(расчлененность до 13 единиц, песчанистость – 0,35), а также слабой проницаемостью – 0,0068 мкм<sup>2</sup> и пористостью – 0,17. В условиях пласта (при начальной пластовой температуре 90 °С) нефть – особо лёгкая, незначительно вязкая, смолистая, сернистая и парафинистая, с газосодержанием 60 м<sup>3</sup>/т. В поверхностных условиях нефть объекта имеет среднюю плотность и повышенную вязкость [5, 6].

На Восточно-Сургутском месторождении, открытом в 1977 году, разработка началась в 1985 года на объекте БС10/0. Рассматриваемый в работе пласт ЮС2/1 разрабатывается с 1987 года. Из-за больших размеров и для более детальной оценки выработки запасов, вся площадь объекта ЮС2/1 условно разделена на шесть участков, отличающихся реализуемыми системами разработки и годом ввода в эксплуатацию. В 1987 году в эксплуатацию был введен только участок № 1, затем в период 2003–2010 гг. активно разбуривались и вводили в разработку остальные пять участков. Схема расположения участков разработки объекта ЮС2/1 представлена на рисунке 1.

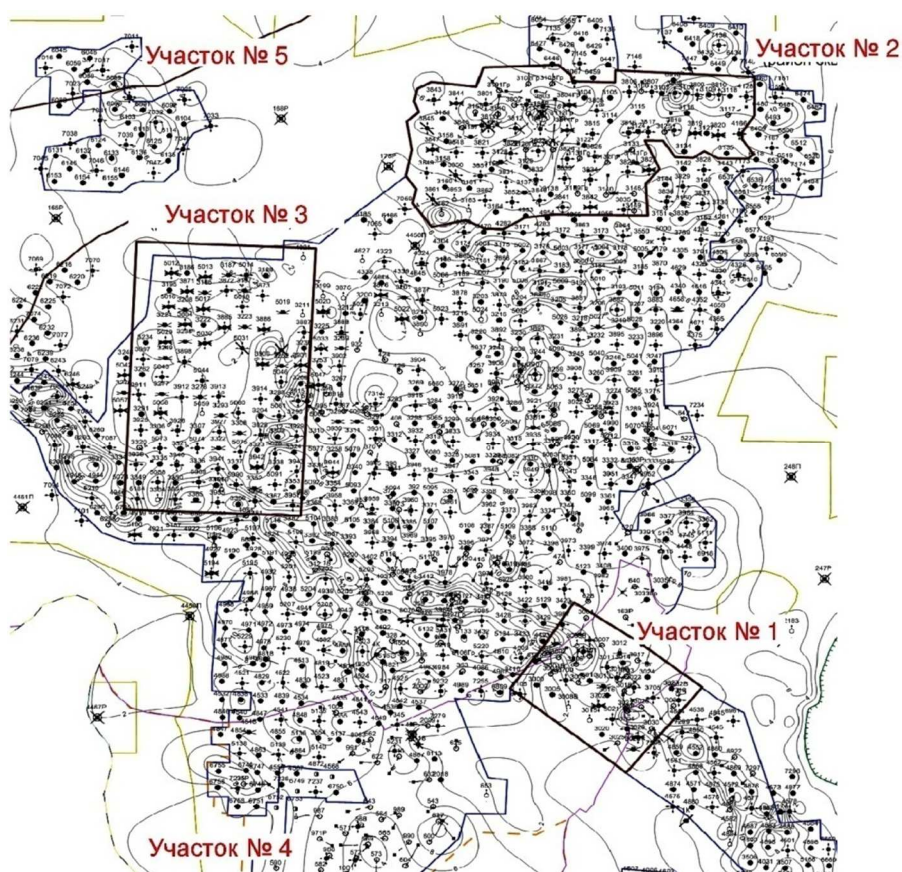


Рисунок 1 – Схема расположения участков разработки объекта ЮС2/1

Наиболее интенсивно объект ЮС2/1 начал разрабатываться с 2003 года. На объекте увеличился эксплуатационный фонд скважин, начали проводить различные ГТМ, что позволило значительно увеличить долю добытой на объекте нефти. С 2014 года объектом ЮС2/1 определяется перспектива разработки всего рассматриваемого месторождения.

К настоящему времени объект ЮС2/1 находится на первой стадии разработки: продолжается интенсивное разбуривание проектного фонда скважин, растёт добыча нефти, отбор нефти от начальных извлекаемых запасов, достиг 20 %, при обводнённости более 50 %. Текущий КИН – 0,038 при утвержденном 0,227. На сегодня объект ЮС2/1 является основным объектом разработки на месторождении с долей текущей добычи нефти более 80 %.

На участках объекта ЮС2/1 реализованы следующие системы разработки – площадные пяти- или девятиточечные, и трёхрядная с применением боковых горизонтальных стволов (БГС).

Проектный фонд объекта к настоящему времени реализован более чем на 60 %. В действующем эксплуатационном фонде, на объекте числится более 700 добывающих и 300 нагнетательных скважин. На объекте эксплуатируются наклонно-направленные (ННС) и горизонтальные скважины (ГС), а также скважины с БГС. С 2013 года на объекте началось применение технологии многосекционного (многозонного) гидроразрыва пласта (МСГРП) [5].

Закачка воды на пласт организована в 1989 году, в 1995–1999 гг. закачка воды была приостановлена и возобновлена в 2000 году. В целом энергетическое состояние объекта ЮС2/1 в пределах разбуренной части удовлетворительное, текущее пластовое давление находится на уровне начального.



В целом следует отметить, что разработка объекта ЮС2/1 ведется не эффективно и за последние 5 лет основные фактические показатели разработки, меньше проектных. Отклонения в основном связаны с меньшим вводом скважин в эксплуатацию из бурения, и избыточным ростом обводненности.

С начала разработки на объекте ЮС2/1 проводятся следующие мероприятия по воздействию на пласт с целью восстановления и повышения продуктивности добывающих и приёмности нагнетательных скважин: ГРП, обработка призабойной зоны химическими реагентами, перфорационные, изоляционные и гидродинамические мероприятия, потокоотклоняющие и нефтеотмывающие технологии. Среди выше перечисленных ГТМ наиболее эффективным является ГРП, применение которого обусловлено рядом геологических причин, из которых основной является низкая проницаемость коллекторов. Основное количество скважино-операций ГРП на объекте проводится по стандартной технологии, а также с использованием селективной, пенной, многообъемной технологии и МСГРП [7, 8]. В 2018 года на пласте ЮС2/1 началось применение технологии многостадийного кластерного ГРП (МКГРП). Тестирование данной технологии в России, началось в 2008 году на Приобском месторождении, наиболее массовое применение технологии осуществляется последние 4 года [9–10].

Сравнительный анализ результатов, полученных в ходе применения кластерной технологии и при стандартном ГРП на пласте ЮС2/1 Восточно-Сургутского месторождения, показал, что применение КГРП позволило существенно увеличить дебиты скважин (дебит жидкости увеличился в 1,5, дебит нефти в 2,5 раза) при неизменной обводненности продукции.

Кроме этого, технология КГРП является действенным способом увеличить полудлину трещин. Этот факт подтверждается при моделировании дизайна трещин с использованием программного комплекса MFgas [11]. Проведение такого рода работ на рассматриваемом объекте показало, что эффективная полудлина трещины при стандартном процессе (простой ГПР) составляет около 165 м при средней проводимости в 7200 мД·м, максимально проницаемая зона в этом случае формируется в центральной части трещины и составляет 30–40 % всего объема. При кластерном ГРП эффективная полудлина составляет уже 180 м при средней проницаемости около 28 000 мД·м. При таком незначительном увеличении полудлины трещины мы получаем увеличение проницаемости в несколько раз, и при этом также увеличивается объем максимально проницаемой зоны.

Для совершенствования принятой системы разработки и достижения проектного КИН по рассматриваемому в данной работе объекту, кроме вышеперечисленных технологий можно рекомендовать применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЗ и ОРД), уплотнение сетки скважин боковыми стволами, а также более широкое применение технологии многосекционного (многозонного) ГРП и использование кластерной технологии ГРП.

### Литература:

1. Стрикун М.М., Грачев С.И., Пленкина М.В. Анализ эффективности реализуемых систем разработки горизонта ЮС2 на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефть и газ. – 2009. – № 4. – С. 75–82.
2. Богданов В.Л. Перспективы разработки месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» с применением системно-комплексной технологии нефтеизвлечения // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 8–12.
3. Медведев Н.Я. Геотехнологические основы разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти : дис. ... д-ра геол.-мин. наук. – М. : РМНТК «Нефтеотдача», 2001. – 56 с.
4. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. – Казань : Академия наук, 2014. – 798 с.
5. Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Сургутского нефтяного месторождения. – Сургут : ТО «СургутНИПИ нефть», 2015.
6. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов : Нормативно-методическая документация. – М. : ЕСОЭН. – 2016. – 320 с.
7. Кудряшов С.И., Бачин С.И., Афанасьев И.С. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 80–83.
8. Проскурин В.А. Обоснование применимости и оценка эффективности технологии многостадийного ГРП на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 10. – С. 87–89.
9. Юдин Алексей, Энкабабиан Филипп и др. Первые в России шаги ГРП с созданием каналов дают начало новым направлениям в стимуляции скважин нефтяных месторождений // Научно-практический журнал «Время коллтюбинга. Время ГРП». – 2014. – Вып. № 2 (048) Май. – С. 44–58.
10. Кластерный ГРП в горизонтальных скважинах : Первое в России массовое применение новой технологии / Алексей Юдин, Урал Мавлеткулов, Николай Чебыкин, Андрей Сердюк. – URL : [http://oilgascom.com/wp-content/uploads/2018/06/KlasteroniiGRP\\_OGJR\\_04\\_2018.pdf](http://oilgascom.com/wp-content/uploads/2018/06/KlasteroniiGRP_OGJR_04_2018.pdf)
11. Пеньков Г.М., Бакиев М.Д., Лушпеев В.А. Обзор современных моделей трещин гидравлического разрыва пласта // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 210–214.

### References:

1. Strikun M.M., Grachev S.I., Plenkina M.V. Analysis of the efficiency of the implemented systems for the development of the YUS2 horizon at the fields of OJSC «Surgutneftegaz» // Oil and gas. – 2009. – № 4. – P. 75–82.
2. Bogdanov V.L. Prospects for the development of fields of OJSC «Surgutneftegaz» using the system-integrated technology of oil recovery // Oil industry. – 2002. – № 8. – P. 8–12.



3. Medvedev N.Y. Geotechnological basis for the development of deposits with hard to recover oil reserves : dis. ... Doctor of Geological and Mineralogical Sciences. – M. : RMNTK «Nefteotdacha», 2001. – 56 p.
4. Muslim R.H. Oil output: past, present, future. – Kazan : Academy of Sciences, 2014. – 798 p.
5. Supplement to the technological scheme of development of the East Surgut oil field. – Surgut : TO SurgutNIPi Neft, 2015.
6. Classification of reserves and resources of oil and combustible gases : Regulatory and methodological documentation. – M. : ESOEN. – 2016. – 320 p.
7. Kudryashov S.I., Bachin S.I., Afanasyev I.S. Hydraulic fracturing as a way to develop low-permeability reservoirs // Oil industry. – 2006. – № 7. – P. 80–83.
8. Proskurin V.A. Justification of the applicability and assessment of the effectiveness of multi-stage hydraulic fracturing technology at the fields of Slavneft-Megionneftegaz // Oilfield engineering. – 2013. – № 10. – P. 87–89.
9. Yudin Alexey, Enkababian Phillip and others. Russia's first hydraulic fracturing steps with the creation of canals give rise to new directions in stimulating wells of oil fields // Scientific and practical journal «Coiled Tubing Time. Time of hydraulic fracturing. – 2014. – Issue № 2 (048) May. – P. 44–58.
10. Cluster hydraulic fracturing in horizontal wells : The first in Russia mass application of new technology – Alexey Yudin, Ural Mavletkulov, Nikolay Chebykin, Andrey Serdyuk. – URL : [http://oilgascom.com/wp-content/uploads/2018/06/KlasterniiGRP\\_OGJR\\_04\\_2018.pdf](http://oilgascom.com/wp-content/uploads/2018/06/KlasterniiGRP_OGJR_04_2018.pdf)
11. Penkov G.M., Bakiyev M.D., Lushpeev V.A. Review of current models of hydraulic fracturing // Bulatovsky reading. – 2017. – Vol. 2. – P. 210–214.