

TIME TO PONDER THE «MEANING OF LIFE», OR WHY OUR SOCIAL REVOLUTIONARIES DID NOT AND DO NOT LIKE TO READ F.M. DOSTOYEVSKY?

LYSENKO Anatoly Ivanovich

Candidate of Sciences in Philosophy, Associate Professor
Siberian University of Consumer Cooperation
Novosibirsk, Russia

The article considers the problem of the necessity and possibility of revolutionary reform of centuries-old human civilisation. Socio-psychological «portraits», «faces» of the leaders-actors of this process (in the context of Dostoevsky's creative heritage on the theme of Russia's future) are given.

Keywords: civilization, society, human problem, time, past, present, future.

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НА ОБЪЕКТЕ ЮВ₁ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

ДОЛГУШЕВ Алексей Евгеньевич

студент

Научный руководитель:

КУЗЬМЕНКОВ Станислав Григорьевич

доктор геолого-минералогических наук, профессор Высшей нефтяной школы
ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»
г. Ханты-Мансийск, Россия

На примере Н-ского месторождения нефти, расположенного в пределах Нижневартовского нефтегазоносного района, рассматривается эффективность применения технологий и методов обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта ЮВ₁ васюганской свиты верхней юры Западно-Сибирской НГП. Проведен анализ особенностей применения кислотных и безкислотных составов и технологий в условиях высокой и средней обводненности участков пласта. Показано, что при применении данных технологий возможно предотвратить или замедлить рост обводненности.

Ключевые слова: ОПЗ, кислотные составы, дополнительная добыча нефти, обводненность, эффективность.

Краткая геологическая характеристика пласта ЮВ₁ васюганской свиты.

На рисунке 1 представлена принципиальная

схема строения васюганской свиты Среднего Приобья.

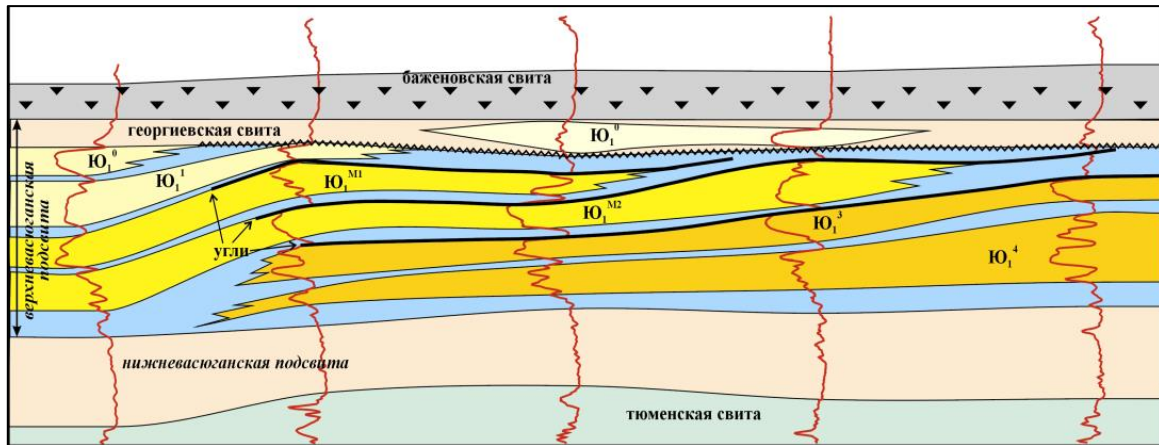


Рисунок 1. Принципиальная модель строения васюганской свиты Широкого Приобья (по данным М.И. Эпова, 2013)

Пласт ЮВ₁ залегает в верхней подсите васюганской свиты, которая представлена отложениями морского генезиса. Толщина

отложений васюганской свиты по данным бурения изменяется от 50 м до 80 м. (рисунок 2).

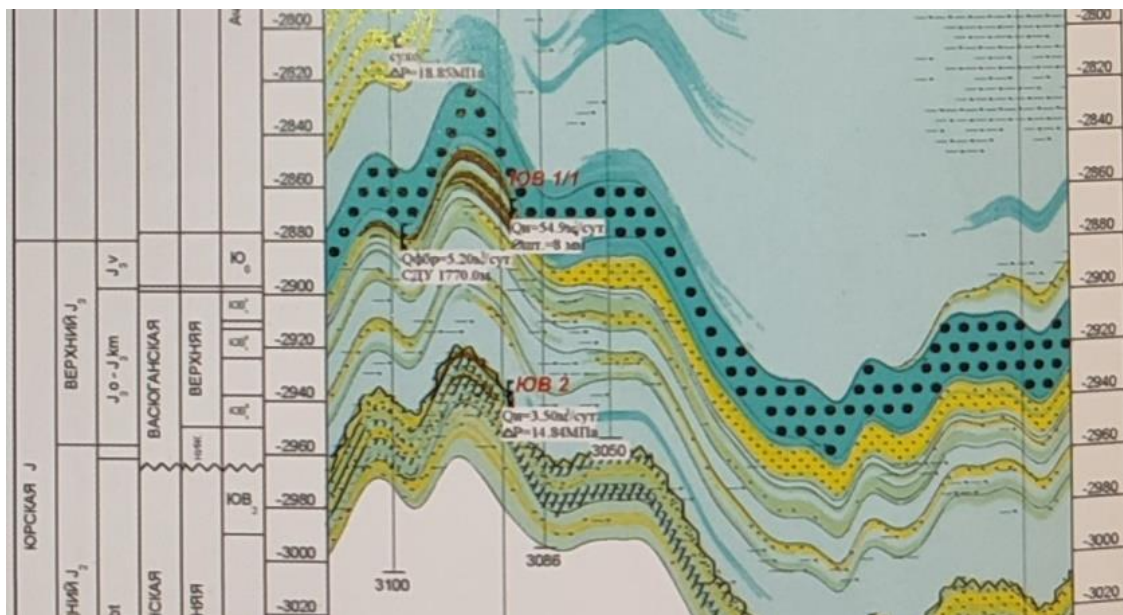


Рисунок 2. Геологический разрез Н-ского месторождения

В пределах васюганской свиты выделен один промышленный объект ЮВ₁¹, включающий 14 залежей. Пласт достаточно хорошо выдержан по площади и по разрезу.

Залежь 2 является основным объектом разработки. Залежь пластовая сводовая, на севере и юге залежь ограничена литологическим экраном. Размеры залежи составляют 10,3×5,4 км, высота 30 м, замеренная нефтенасыщенная толщина в скважинах 0,8-22,1 м, средневзвешенная толщина – 6,1 м.

Исследованные залежи пласта ЮВ₁¹ продуктивного комплекса ЮВ₁ относятся к 4, 5 и 6 класс коллекторов по А.А. Ханину. Верхняя часть пласта представлена алевритопесчанистыми отложениями, преимущественно песчаниками (от среднезернистых до мелкозернистых) и характеризуются массивными текстурами с редкими пологоволнистыми поверхностями наложения и включениями крупных и мелких обломков РД, иногда с признаками корневой системы.

Нижняя часть пласта характеризуется неравномерным переслаиванием песчаников с алевролитами, реже аргиллитами. Породы в различной степени карбонатизированы, углестые, иногда с тонкими прослойками пелитоморфного сидерита. Отмечаются ходы илоедов и следы оползания, конкреции пирита.

Для коллекторов песчаников и алевролитов характерен кварцево-регенерационный и пленочно-поровый тип цемента.

На 01.01.2019 обводненность объекта ЮВ₁ составляет 83,4%.

Коэффициент пористости пласта ЮВ₁¹ изменяется от 1,0 до 21,1% (среднее значение – 13,0%), абсолютная проницаемость от 0,01 до $345,0 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (среднее значение составляет $6,6 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$), водоудерживающая способность варьирует от 15,1 до 97,9% (среднее значение – 58,4%).

Начальное пластовое давление объекта ЮВ₁¹ по результатам осреднения 23 исследований 15 скважин составило 29,3 МПа. Начальная пластовая температура в среднем равна 93,7 °С. Средняя гидропроводность составила $25,3 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$. Коэффициент продуктивности усреднялся по 29 исследованиям 17 скважин и составил $6,6 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

Во время эксплуатации, а также в процессе вскрытия и освоения скважин объекта ЮВ₁ происходит разрушение вмещающих пород и цементного камня, что приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) и засорению призабойной зоны пласта (ПЗП). Засорение ПЗП происходит также в процессе бурения, результатом которого является закупорка пор и трещин частицами бурового раствора и обломками пород. Немалый вклад в ухудшение коллекторских свойств пласта вносят и процессы первичного и вторичного вскрытия, глушения, а также эксплуатации скважин. Результатом таких процессов становится образование в каналах перфорации и в ПЗП коагулирующих примесей.

За период эксплуатации скважины в ней могут накапливаться и другие элементы, понижающие ФЭС пласта. К ним относят: асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) и продукты коррозии оборудования и труб.

Для восстановления ФЭС и повышения продуктивности пласта на объекте ЮВ₁ применяют различные составы и технологии (рисунок 3). Наиболее распространены кислотные обработки ПЗП с применением ПАВ и различных модификаторов.

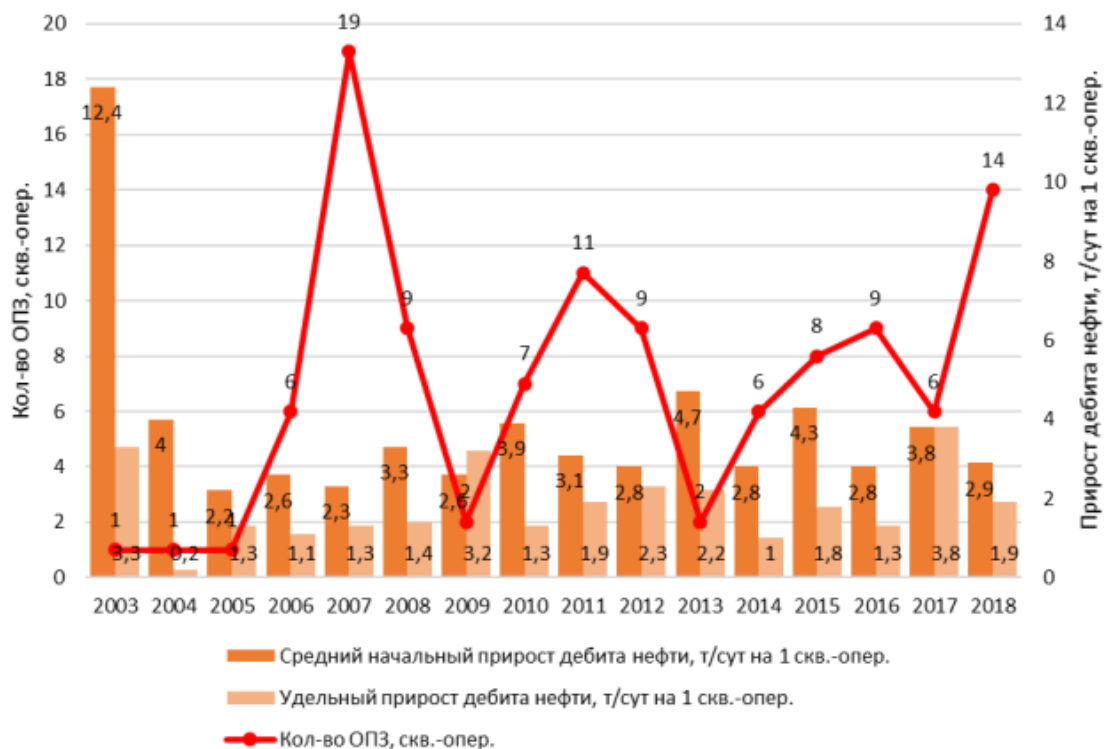


Рисунок 3. Распределение количества ОПЗ и показателей эффективности на объекте ЮВ₁ по годам за 2003-2018 гг.

На 1 января 2019 г. при выполнении ОПЗ на объекте ЮВ₁, применяют в основном следующие составы, в процентах от общего числа обработок:

- ОПЗ «Гелий» – 11,7%;
- «КСПЭО-2Б» – 37,2%;
- «Аксис-КС» – 39,5%.

На данный момент на объекте в меньшем объеме ведутся испытания других составов и технологий:

- «Алдинол-20» – 4,4%;
- «ГИО ТЭК» – 2,4%;
- «СКАВ» – 2,4%;
- HCl – 2,4%.

Состав Алдинол-20 включает соляную кислоту, неионогенное поверхностно-активное вещество (НПАВ) и воду. Кислотная композиция Алдинол-20 состоит из смеси многоатомных спиртов, катионных и неионогенных ПАВ, ингибитора коррозии, соляной кислоты и модифицирующей добавки Алдинол-МК.

Кислотный состав «КСПЭО-2Б» представляет собой смесь соляной кислоты и модификаторов МК-Р и МК-Н. Модификатор МК-Р представляет собой смесь растворителя и поверхностно-активных ингредиентов, содержащихся в строго определенных соотношениях, с плотностью 0,9 г/см³. Модификатор МК-Н представляет собой смесь поверхностно-активных ингредиентов, содержащихся в строго определенных соотношениях, с плотностью 1,05 г/см³.

Газо-импульсная обработка (ГИО ТЭК) заключается в селективной обработке намеченных точек в интервалах перфорации импульсами (0,1-0,15 сек) высокого давления (порядка 800-1000 атм.) с применением глубинного скважинного генератора, использующего в качестве рабочего агента газообразный азот. Работа проводится с целью интенсификации притока. Привязка точек газоимпульсного воздействия (ГИВ) осуществляется по кривым магнитного локатора муфт и гамма-каротажа.

Процедура ГИВ заключается в установке генератора газовых импульсов на заданной точке, в интервале перфорированного пласта, с точностью, которую обеспечивают методы ГИС, и по команде с наземного комплекса открытию клапанного устройства, обеспечивающего селективный выброс в ше-

сти радиальных направлениях высокоэнергетического импульса газообразного азота.

Реагент «Аксис-КС» состоит из смеси ингибиторов солеотложения, катионоактивного ПАВ, гидрофобизатора и поглотителя влаги, используется в кислотной обработке в двух вариантах:

1) как модифицирующая добавка к солянокислотным составам, выполняющая функцию ПАВ, стабилизатора, деэмульгатора, ингибитора солей и коррозии;

2) как водный раствор композиции.

При проведении ОПЗ технологией ООО «НПО Гелий» применяют два различных состава:

1) 7-9% HCl с добавлением лимонной кислоты 1-3%, неионогенного ПАВ (Неонол АФ9-12) до 10%;

2) 7-9% HCl + HF до 1% с добавлением лимонной кислоты 1-3%, неионогенного ПАВ (Неонол АФ9-12) до 10%.

Объем кислотного состава определяется из расчета 1 м³ композиции на 1 м интервала перфорации. Выгодным отличием обработок по технологии ООО «НПО Гелий» является обязательно проведение освоения свабированием с целью извлечения продуктов реакции.

На объекте ЮВ₁ за период с 2003 по 2018 гг. было выполнено 43 обработки.

Максимальное количество операций ОПЗ приходится на 2007 г. (19 скв.-опер.). При этом удалось добиться показателей среднего начального прироста нефти на 1 скв.-опер. в 2,3 т/сут и удельного прироста нефти на 1 скв.-опер. в 1,3 т/сут, а дополнительная добыча нефти достигла 13 тыс. тонн или 684,21 тонна на 1 скв.-опер. В 2018 г. было проведено 14 скв.-опер. с более низкой эффективностью – средний начальный прирост нефти составил 2,9 т/сут. на 1 скв.-опер., а удельный прирост нефти 1,9 т/сут. на 1 скв.-опер. Дополнительная добыча нефти достигла 5 тыс. тонн или 357,14 тонн на 1 скв.-опер. Максимальная эффективность была достигнута в 2017 г. при проведении 6 скв.-опер. Средний начальный прирост нефти на 1 скв.-опер. составил 5,3 т/сут, а удельный прирост нефти на 1 скв.-опер. 3,8 т/сут. Дополнительная добыча нефти достигла показателя в 9 тыс. тонн или 1500 тонн на 1 скв.-опер.

Анализ эффективности применения ОПЗ по технологиям представлен за период с 1 января 2014 до 1 января 2019 г. (Рисунок 4).

За указанный период максимальное количество ОПЗ было выполнено составами «Аксис-КС» (17 скв.-опер.) и «КСПЭО-2Б» (16 скв.-опер.), по которым достигнуты показатели начального входного прироста дебита нефти – 3,6 и 2,4 т/сут на 1 скв.-опер соответственно, а также же удельного входного прироста нефти 2,6 и 1,0 т/сут на 1 скв.-опер. соответственно. Дополнительная добыча нефти составила – 11

и 5 тыс. тонн или 1571,43 и 312,5 тонн на 1 скв.-опер. соответственно. Неплохую эффективность от применения ОПЗ на объекте ЮВ₁ показали работы, выполненные с применением состава ОПЗ «Гелий» (5 скв.-опер.). Средний начальный прирост нефти при этом составил 4,3 т/сут на 1 скв.-опер., а удельный прирост нефти 1,9 т/сут. на 1 скв.-опер. Дополнительная добыча нефти достигла 7 тыс. тонн или 1166,67 тонн на 1 скв.-опер. Обработки по остальным технологиям выполнены в количестве – от 1 до 2 скв.-опер.

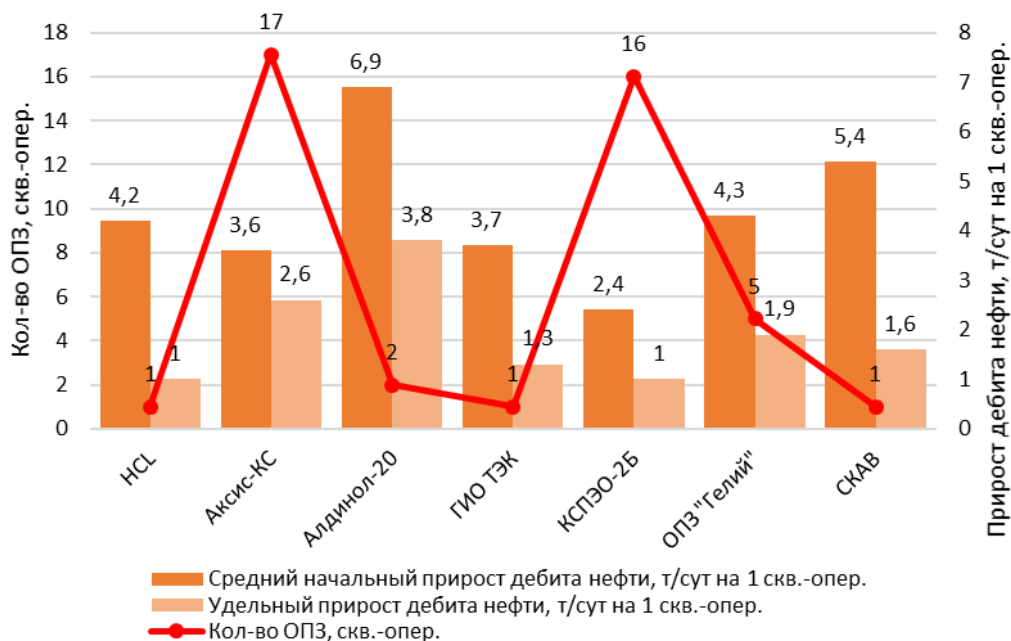


Рисунок 4. Распределение количества ОПЗ и показателей эффективности на объекте ЮВ₁ по технологиям, 2014-2018 гг.

Выводы:

В результате эксплуатации объекта ЮВ₁ было установлено, что на эффективность проведения обработок ПЗП влияет несколько факторов среди которых следует выделить обводненность, которая является главным фактором, ухудшающим эффективность обработок, и чем она выше, тем ниже процент успешных обработок. Существует несколько причин резкого повышения обводненности:

1. Наличие заколонных перетоков из выше- и нижележащих пропластков или пластов, а также участков с высокой проницаемостью.

2. Появившиеся после проведения ГРП трещины, которые увеличивают приток флюида из удаленных зон пласта к забою скважины, а также могут вскрыть выше- и ниже-

жащие водоносные горизонты.

3. Третья причина связана с тем, что в большинстве кислотных составов преобладающим компонентом является вода, из-за наличия которой растворы приобретают повышенную фазовую проницаемость для обводненных частей пласта, при этом практически не затрагивая нефтенасыщенную. Это приводит к росту процента добываемой воды и соответственно росту обводненности.

Для борьбы с этой проблемой рекомендуется перед ОПЗ проводить исследования:

1. Для выявления заколонных перетоков из выше- и нижележащих пропластков или пластов, а также участков с высокой проницаемостью рекомендуется проводить термометрию, а также расходомерию.

2. Для выявления притока флюида из удаленных зон пласта рекомендуется применять методы, основанные на закачке индикаторной жидкости.

Основываясь на полученных после исследования данных можно будет провести поинтервальную или направленную кислотную обработку или газо-импульсную обработку с применением технологий ГИО ТЭК или ГИОП. Применение данных методов поможет восстановить ФЕС участков пласта, при этом избежав риска роста обводненности.

– Проведенные на объекте ЮВ₁ ОПЗ показали высокую эффективность и позволили достичь необходимых показателей по добыче нефти. По итогам проведенного анализа рекомендуется и дальше проводить обработки кислотными составами Аксис-КС и ОПЗ «Гелий», которые показали неплохую эффективность:

– показатели начального входного прироста дебита нефти – 3,6 и 4,3 т/сут на 1 скв.-опер соответственно;

– удельный входной прирост нефти составил 2,6 и 1,9 т/сут на 1 скв.-опер. соответственно;

– дополнительная добыча нефти – 11 и 7 тыс. тонн или 1571,43 и 1166,67 тонн на 1 скв.-опер. соответственно.

Большое внимание стоит уделить обработкам с применением кислотного состава Алдинол-20, который показал лучшую эффективность из всех методов: средний начальный прирост нефти при этом составил 6,9 т/сут на 1 скв.-опер., а удельный прирост нефти 3,8 т/сут. на 1 скв.-опер. Дополнительная добыча нефти достигла 2 тыс. тонн или 1 тыс. тонн на 1 скв.-опер. Рекомендуется подобрать ряд скважин кандидатов для уточнения его показателей на объекте ЮВ₁. Также рекомендуется проводить дальнейшую апробацию с применением составов HCL и SKAB и испытание новых технологии для увеличения комплекса применяемых методов для различных геолого-физических условий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К.* Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
2. Газоимпульсная обработка призабойной зоны пласта. – URL:<http://giotek.ru/gz.html> (дата обращения: 23.11.2022).

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF TREATMENTS OF THE BOTTOM-HOLE ZONE AT THE OBJECT OF THE ЮВ₁ DEPOSIT OF WESTERN SIBERIA

DOLGUSHEV Aleksey Evgenievich

Student

Scientific supervisor:

KUZMENKOV Stanislav Grigorievich

Doctor of Sciences in Geology and Mineralogy, Professor at the Higher School of Petroleum Ugra State University
Khanty-Mansiysk, Russia

On the example of the N-th oil field located within the Nizhnevartovsk oil and gas bearing region, the effectiveness of the application of technologies and methods of processing the bottom-hole zone (OPZ) of the ЮВ₁ formation of the Vasyugan formation of the Upper Jurassic of the West Siberian NGP is considered. The analysis of the features of the use of acidic and acid-free compositions and technologies in conditions of high and medium waterlogging of the reservoir areas is carried out. It is shown that with the use of these technologies it is possible to prevent or slow down the growth of waterlogging.

Keywords: OPZ, acid compositions, additional oil production, water cut, efficiency.