

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИНСТИТУТ НАУК О ЗЕМЛЕ**

**ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОХРОНОЛОГИИ ДОКЕМБРИЯ РАН**

**Всероссийская молодежная геологическая конференция  
памяти В. А. Глебовицкого**

**Санкт-Петербург 2020**

УДК 550.8 551

ББК 26.3

B85

**B85** **Всероссийская молодежная геологическая конференция памяти В. А. Глебовицкого. Сборник тезисов докладов всероссийской молодежной геологической конференции памяти В. А. Глебовицкого.** — СПб.: Изд-во ВВМ, 2020. — 481 с.

ISBN 978-5-9651-0915-9

В сборнике представлены тезисы докладов участников всероссийской молодежной геологической конференции памяти В. А. Глебовицкого. Доклады представлены 27–29 марта 2020 г. в Санкт-Петербурге студентами и молодыми учеными из академических и учебных организаций. Темы докладов освещают актуальные вопросы и задачи, связанные с петрологией магматических и метаморфических комплексов, прикладными и региональными геологическими исследованиями, геологией нефти и газа, физикой и химией минералов, геоэкологией и инженерной геологией, и пути их решения. Материалы сборника демонстрируют современные достижения студентов и молодых ученых в сфере наук о Земле.

Конференция проводится при финансовой поддержке:  
Института наук о Земле СПбГУ  
Центра Комплексных Морских Исследований СПбГУ  
Профсоюзной организации студентов и аспирантов СПбГУ  
Евразийского союза экспертов по недропользованию (ЕСОЭН)  
Компании «Аналит»

**Выражаем огромную благодарность Чистякову К. В., директору Института наук о Земле СПбГУ, и Лушпееву В. А., доценту кафедры геологии месторождений полезных ископаемых СПбГУ, за возможность издания этого сборника.**

*Благодарим Касторного Н. А. за предоставленное фото для оформления обложки сборника*

ISBN 978-5-9651-0915-9

© Авторы, 2020

Научное издание

Всероссийская молодежная геологическая конференция  
памяти В. А. Глебовицкого

Компьютерная верстка:

*А. А. Караман*

*В. А. Владимирова*

*С. А. Капаниникова*

*А. Р. Тагирова*

*Е. Б. Борисова*

*А. К. Шагова*

*В. А. Прокопец*

Подписано в печать 11.03.2020. Формат 60 × 84<sup>1/16</sup>.  
Бумага офсетная. Гарнитура Cambria. Печать цифровая.  
Усл. печ. л. 27,9. Тираж 50 экз. Заказ № 1153.

---

Отпечатано в Издательстве ВВМ.  
198095, Санкт-Петербург, ул. Швецова, 41.

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕЗОЗОИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Симаков Н.Ф., Фокина Л.А.

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, [fokina.00@mail.ru](mailto:fokina.00@mail.ru)*

На фоне снижения коэффициента нефтеотдачи объемы трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) постоянно растут в балансе запасов нашей страны, только в последние годы данный показатель начал незначительно расти.

Основным направлением увеличения объема извлекаемых запасов нефти в мировой нефтедобыче является развитие и промышленное применение современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), которые способны обеспечить синергетический эффект в разработке нефтяных месторождений. МУН подразделяются на следующие группы: тепловые методы, газовые методы, химические методы, гидродинамические методы, группа комбинированных методов; физические методы увеличения дебита связаны.

На месторождениях Татарстана и Западной Сибири развивается технология водогазового воздействия на пласт, тепловые методы применяются в Коми на Усинском, Ярегском месторождениях, физико-химические методы – в Башкирии, Татарстане, проводятся опытные работы по развитию термогазового воздействия на пласты баженовской свиты в Западной Сибири (Крянев и др., 2011).

Физические методы увеличения дебита связаны требуют отдельного рассмотрения. Включать их в ряды МУН не совсем корректно из-за того, что использование методов увеличения нефтеотдачи характеризуется увеличенным

потенциалом вытесняющего агента, а в физических методах потенциал вытесняющего нефть агента реализуется за счет использования естественной энергии пласта. Следует заметить, физические методы чаще всего не повышают конечную нефтеотдачу пласта, а лишь приводят к временному увеличению добычи, то есть повышению текущей нефтеотдачи пласта.

К наиболее часто применяемым физическим методам относятся гидроразрыв пласта (ГРП); горизонтальные скважины (ГС); электромагнитное воздействие; волновое воздействие на пласт; другие аналогичные методы.

ГРП является способом интенсификации притока в скважину, при котором создается разность давления за счет нагнетания в пласт жидкости разрыва и порода разрушается. В процессе закачивания в скважину жидкость разрыва приводит к образованию в глубоко залегающих горных породах трещин, через которые с большей интенсивностью могут поступить нефть и природный газ. Жидкость для гидроразрыва пласта состоит из смеси воды и ряда химических добавок. Для того, чтобы трещины не сомкнулись после падения давления, используется расклинивающий агент – проппант. ГРП дает возможность вскрыть залежи нефти и газа, заключенные в пласты с малой проницаемостью и не доступные для традиционных методов бурения и оплывания (Минлош, 2019).

Один из самых масштабных в России гидроразрывов нефтяного пласта был произведен в ноябре 2016 г. на Приобском месторождении. Операция проводилась вместе со специалистами компании NewcoWellService. В пласт было закачано 864 тонны проппанта. Такие расходы оправданы, ведь Приобское месторождение считается одним из самых крупных месторождений нефти в России по запасам и по объемам добычи. В 2019 году на долю Приобского месторождения пришлось около 4,5 % общероссийской добычи. Это 25 млн тонн черного золота в год.

Приобское месторождение расположено на границе Сальвиского и Ляминского нефтегазоносных районов и относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Месторождение соседствует с известными месторождениями, как Приразломное, Правдинское и др. Административно расположено в 65 км от города Ханты-Мансийск и 200 км от города Нефтеюганск, и приурочено к одноярусной локальной структуре Среднеобской нефтегазоносной области.

Геологический разрез Приобского месторождения слагают значительные (более 3000 м) толщи осадочных терригенных пород, которые подстилается эффузивами пермотриасового возраста. Максимально вскрытый разрез и составляет 3190м.

Этаж нефтеносности включает существенные по мощности отложения осадочных пород от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2500 м. Нефтеносность связана с неокомскими и среднеюрскими отложениями. Все залежи являются литологическими или структурно-литологическими и относятся к категории сложнопостроенных, что вызвано спецификой формирования песчаных тел, к которым они приурочены.

Неокомские отложения Приобского месторождения имеют клиноформное строение. Продуктивность неокомских отложений Приобского месторождения определяется только одним фактором – наличием в разрезе проницаемых пластов-коллекторов.

В связи с особенностями условий залегания углеводородов и географическим расположением залежей, применение гидроразрыва пластов для добычи значительно снижает объемы инвестиций и расходы на эксплуатацию Приобского нефтяного месторождения.

На Приобском месторождении в добывающей скважине проводят ГРП и она 3-6 месяцев работает на нефть. После отработки на нефть скважина переводится под закачку. Число таких скважин составляет более 50% фонда.

Средний дебит нефти на дату их перевода под заказку составил 135,7 т/сут. Первоначальная приемистость этих скважин равна 600 м<sup>3</sup>/сут. По скважинам, на которых ГРП не проводился, средний дебит нефти на дату перевода под заказку равен 72 т/сут., первоначальная же приемистость составляет 115 м<sup>3</sup>/сут. Приемистость скважин, на которых был сделан ГРП намного выше (в 2-2,5 раза), чем в скважинах, на которых ГРП не был проведен.

По добывающим скважинам первоначальные приросты, полученные по первоочередному участку месторождения изменяются от 280 т/сут до 100 т/сут и в среднем составляют 188 т/сут. Положительный эффект от проведения ГРП не имеет постоянного характера, так как происходит вынос проппанта, коагуляция неразложившимся гелем и т.п. Следовательно, наблюдается падение дебита, поэтому скважины после ГРП требуют повышенного контроля за работой. Обычно для анализа строят графики по скважинам, находящимся в работе не менее 25 суток.

Большеобъемные ГРП являются основной технологией разработки низкопроницаемых коллекторов уникального Приобского месторождения. Операции ГРП выполнены в более чем 4 тыс. скважин, причем в каждом пласте общего эксплуатационного объекта АС10-12. Кратность роста дебита жидкости при этом (по сравнению с дебитами на момент остановки скважин) равна 3,2 раза, кратность роста дебита нефти — 2,5 раза. Дебиты скважин после повторных ГРП позволяют рентабельно разрабатывать месторождение, хотя и не достигают значений, полученных при вводе скважин в эксплуатацию после первичных ГРП (Колупаев и др., 2019).

Таким образом, проведение ГРП дает значительное повышение эффективности разработки, но с учетом усложняющихся геологических условий бурения новых скважин на мезозойских отложениях Приобского месторождения в дальнейшем потребуются в промышленных масштабах применять новые технологии: бурение многозабойных скважин с проведением МГРП в каждом стволе, смена агентов вытеснения, разработка отдельных участков на естественном режиме и др.

*Каневская, Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. Москва: Недра-Бизнесцентр, 1999. 212 с.*

*Крянов Д., Жданов С. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения // Нефтегазовая вертикаль, 2011. №5. С. 30–33.*

*Колупаев Д.Ю., Белоусов М.М., Солодов С.А., Янин К.Е. // PRONEФТЬ. Профессионально о нефти, 2019. № 1(11). С. 39-45.*

*Михом Г. Гидроразрыв пласта: оценка воздействия на окружающую среду с помощью методов изотопной гидрологии помогает обнаружить грунтовые воды // Волные ресурсы, 2019. № 60/1. С. 22–23.*

*[https://studbooks.net/2491248/izobrevedeniya/geologicheskoe\\_stroenie](https://studbooks.net/2491248/izobrevedeniya/geologicheskoe_stroenie) (Дата обращения 02.02.2020)*