

2. Анализ эффективности разработки залежей нефти Самотлорского месторождения с применением гидроразрыва пласта / Шпуров И.В., Разуменко В.Е., Горев ВТ., Шарифуллин Ф.А. // Нефтяное хозяйство. 1997. - № 10. - С. 50-53.

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДИМЫХ ОПЕРАЦИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

К.В. Тютнев

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Гидравлический разрыв пласта проводится на Советском месторождении с 1992 г. и является одним из самых эффективных методов интенсификации притока.

Всего за время разработки месторождения было проведено 514 операций ГРП в 467 скважинах (26% фонда, на 8 скважинах Гидравлический разрыв пласта был проведен сразу на 2 объекта).

Это позволило дополнительно добыть 6 567,3 тыс. т, что составляет 13% от всей добычи, полученной от дополнительных мероприятий. В среднем с каждого мероприятия получено 13 тыс. т., длительность эффекта составила 5 лет [1]. Показатели ГРП по годам приведены на рисунке.

Гидравлический разрыв пласта увеличивает продуктивность скважин за счет снижения загрязнённости призабойной зоны, а также создания высокопроницаемых каналов, по которым происходит ускоренная фильтрация флюида.

Помимо этого, гидравлический разрыв пласта применяется на месторождении для вовлечения в разработку верхней части объекта АВ<sub>1</sub> - пластов АВ<sub>1</sub><sup>1+2а</sup> («рябчик»), обладающего заметно ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что является причиной неравномерной выработки запасов по объекту.

Но при этом необходимо принимать во внимание наличие высокопроницаемых пропластков ниже «рябчика», отделенных глинистой перемычкой. Это требует наложения ограничений на высоту трещин [2].

Одним из способов, позволяющих решить поставленную задачу является технология TSO (метод концевое экранирования), позволяющая создавать короткие трещины (10-20 м) шириной до 30 мм. Это достигается при помощи контроля за распространением длины трещины.

При помощи фильтрационной утечки рабочей жидкости сквозь поверхности трещины, концентрация проппанта на фронте закачки растет, что становится причиной образования вблизи конца трещины пробок из проппанта, препятствующих дальнейшему распространению. В процессе операции применяются маловязкие жидкости на основе гелей, хорошо фильтрующиеся в пласт и позволяющие поддерживать эффективное давление на низком уровне.

Данная технология гидравлического разрыва пласта уменьшает затраты на проведение работ благодаря уменьшению объемов закачки жидкости и проппанта и сокращению времени проведения операции [3].

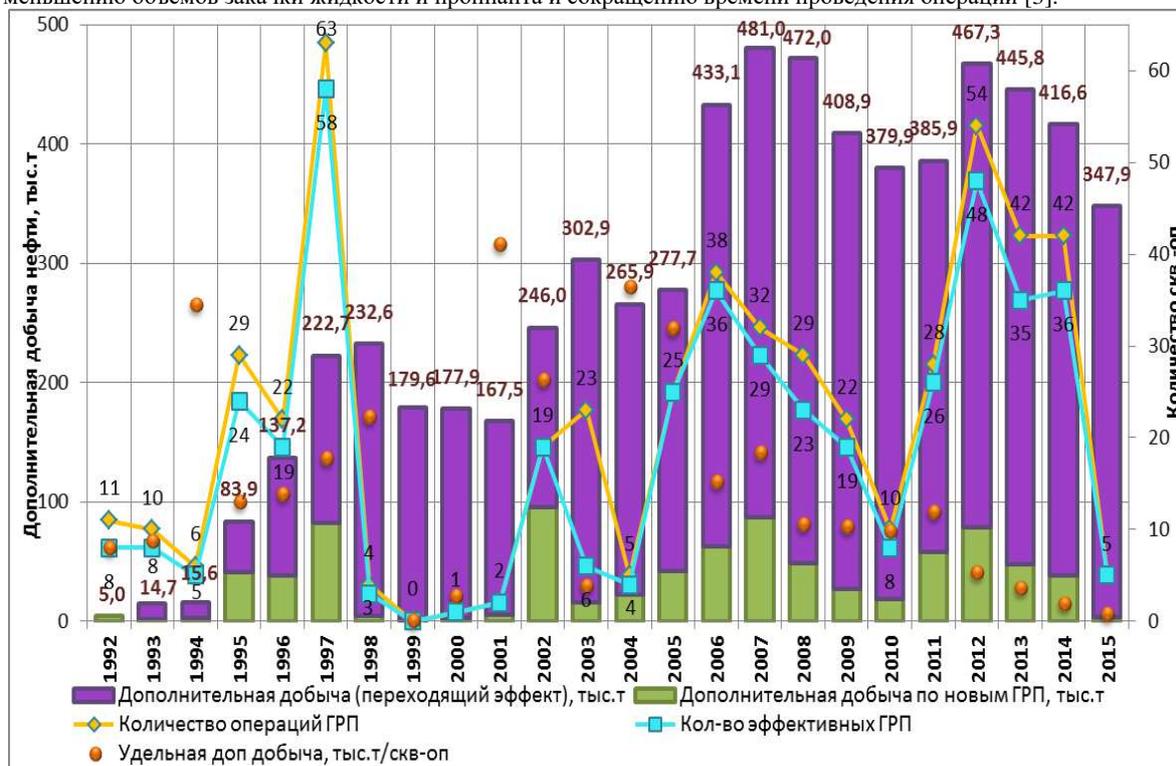


Рис. Динамика показателей эффективности ГРП на Советском месторождении

Из выше сказанного можно сделать вывод, что форма трещины и направление ее распространения являются самыми важными параметрами, влияющими на эффективность гидравлического разрыва пласта.

#### Литература

1. Дополнение к Технологическому проекту разработки Советского месторождения, 2016 г.
2. Повышение эффективности выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти сложнопостроенных объектов типа АВ1 Советского месторождения \ Мангазеев П.В., Томск 2000.
3. «Материалы по оперативному изменению запасов нефти и растворенного газа объекта АВ1 Советского нефтяного месторождения», отв. исп. Франц О.А., Томск, 2015.

### РАЗРАБОТКА ЭКСПРЕСС-МЕТОДА КОНТРОЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Э.В. Уразов

Научный руководитель - профессор М.А. Гавриленко

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В условиях увеличения доли трудноизвлекаемых запасов нефти, а также роста количества месторождений, переходящих на завершающую стадию разработки. Ввиду этого увеличивается количество проводимых геолого-технических мероприятий, направленных на поддержание текущего уровня добычи. Одним из основных геолого-технических мероприятий (наряду с обработкой призабойной зоны) является применение технологии гидроразрыва пласта. Компании, разрабатывающие месторождения Западной Сибири, все чаще начали применять на данных месторождениях технологию многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальном участке ствола скважины. Это связано с повышением процента трудноизвлекаемых запасов ко всем извлекаемым углеводородам [1,4].

В настоящее время в мировой практике отсутствует инструмент для оперативной и экономически выгодной оценки эффективности проведенных работ по многостадийного гидроразрыва пласта, позволяющий оценивать работу каждого порта по отдельности в полевых условиях без проведения дополнительных гидродинамический исследований. Рациональный контроль эксплуатации такой скважины не осуществим, это может приводить к неэффективной эксплуатации залежи, невозможности оценить обводненность и нефтеносность каждого из портов.

В качестве решения поставленной задачи предлагается применение сенсорных оптических мембран на основе прозрачной полиметилметакрилатной матрицы в комплексе с водорастворимыми и нефтерастворимыми трассерами (индикаторами). В качестве трассеров предлагается использовать высокодисперсные красители, обладающие хорошими сорбционно/десорбционными свойствами к материалу пропанта. Сорбция молекул индикатора на поверхность пропанта может быть осуществлена непосредственно на флоте ГРП на кустовой площадке в пескосмесительных установках. Причем, для каждого порта подбирается индивидуальный индикатор. Возможен различный дизайн гидроразрыва пласта, оптимальный вариант закачки – подавать «меченый пропант» в завершаемую закачиваемую блок-пачку. Флюид, фильтруясь через «меченый» пропант выносит молекулы индикатор из порта на устье. Концентрация молекул определенного индикатора в объединенной пробе флюида пропорциональна дебиту порта. Анализ полученных данных в полевых условиях возможно производить при помощи аналитического оборудования (спектрофотометра) и, в перспективе, с помощью программного обеспечения, установленного на смартфон.

Основные результаты работы:

- разработаны сенсорные оптические мембраны на основе прозрачной полиметилметакрилатной матрицы с иммобилизованными реагентами для определения различных индикаторов (трассеров) в водонефтяных эмульсиях. Методика определения концентраций индикатора в полиметилметакрилатной матрицы представляет собой быстрый и недорогой спектрофотометрический метод [2,3];

- разработано программное обеспечение для интерпретации результатов определения концентрации трассеров в жидкости с применением полиметилметакрилатной матрицы.

Экспресс-метод может применяться для оценки успешности и эффективности проведения работ по многостадийного гидроразрыва пласта на автономных месторождениях без проведения дополнительных гидродинамических исследований. Экспресс-метод позволяет оперативно в полевых условиях определять следующие параметры:

- определение фактически работающих портов;
- определение дебита каждого порта ГРП в общем объеме добываемой жидкости с разделением на фазы;
- определение обводненности каждого порта.

#### Литература

1. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 154 с
2. Gavrilenko M.A., Gavrilenko N.A., Amerkhanova Sh.K., Uali A.S., Bilyalov A.A. Trace determination of rhodamine and eosine in oil-water reservoir using solid-phase extraction //Advanced Materials Research. 2014. № 880. P. 276-281.
3. Gavrilenko N.A., Volgina T., Urazov E., Gavrilenko M.A. Transparent polymer sensor for visual and photometrical detection of thiocyanate in oilfield water //J. Pet. Sci. Eng. 2019. Vol. 172. P. 960-963.

4. Чертенков М.В., Ковальчук С.П., Золова И.В., Козлов В.Я., Портянников А.Д., Видякин В.В. Планирование и управление разработкой месторождений: новые подходы, современные решения // Нефтяное хозяйство, 2013 - № 9. Стр.82-85.

**ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ  
УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ**

**Ю.А. Усенко, С.А. Зюзиков**

Научный руководитель - доцент М.Р. Цибульникова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Известно, что газодинамические исследования (ГДИ) проводятся для всех газовых и газоконденсатных скважин. Газогидродинамические исследования скважин включают комплекс взаимосвязанных методов, отличающихся теоретической основой, технологией и техникой исполнения. [1]

Целью данной работы является расчет коэффициентов фильтрации и параметров ГДИ на примере скважины №.2192 куст 57 расположена в центральной части Чайдинского месторождения (Южный блок I), пробурена в июле 2016 года. В настоящее время находится в освоении. Поставленная цель в данной работе достигается путем решения следующих задач:

- Представить общие понятия о ГДИ;
- Произвести расчет параметров ГДИ на примере скважины и проанализировать их;
- Сделать заключение о полученных результатах.

Уравнение притока газа забойю совершенной скважины, характеризующее зависимость потерь пластовой энергии от дебита газа, имеет вид:

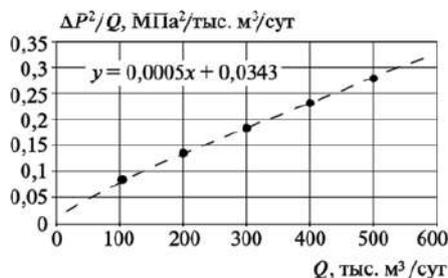
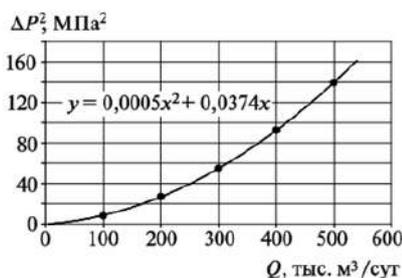
$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a * Q + b * Q^2 \quad (1)$$

Обработка результатов исследования скважины приведена в таблице 1 и на рисунке 1. Замеренное пластовое давление составило 24,16 МПа.

**Таблица 1**

**Результаты исследований скважины на установившемся режиме фильтрации**

Номера режима	$P_z$ , МПа	$P_z^2$ , МПа <sup>2</sup>	$P_{пл}^2 - P_z^2$ , МПа <sup>2</sup>	Q, тыс.м3/сут	$\frac{P_{пл}^2 - P_z^2}{Q}$ , МПа <sup>2</sup> /тыс.м3/сут
1	24,35	592,92	8,14	100	0,081
2	23,96	574,08	26,98	200	0,135
3	23,37	546,15	54,91	300	0,183
4	22,55	508,5	92,56	400	0,231
5	21,48	461,39	139,67	500	0,279



**Рис. 1 Обработка результатов исследования скважины**

В результате правильно проведенных исследований скважины должна быть получена связь между перепадом давления и дебитом Q, выражающаяся двучленной формулой (1). Данная формула, описывающая приток газа к скважине, в графической форме представляет параболу, проходящую через начало координат. Если индикаторная линия не проходит через начало координат, то это означает, что на уравнение притока влияют различные факторы: неточное определение пластовых и забойных давлений вследствие неполной стабилизации, наличие жидкости на забое и погрешности определения реальных коэффициентов сопротивления при движении газа от забоя до устья. В данном случае исследование скважины необходимо повторить. Если это невозможно, следует использовать приближенные методы обработки результатов исследования. [2]

**Таблица 2**

**Рабочие параметры скважины**

Рг.рабочее ата.	Рзг.рабо очее ата	Рг статич. ата	Рзг.стат ическ ата	t y.оС	Пластовое давление ата	Забойное давление ата	Депресс ния на пласт	Дебит скв тыс.м3/сут
99,19	0	106,75	106,75	-1,8	128,03	98,21	29,82	84,8