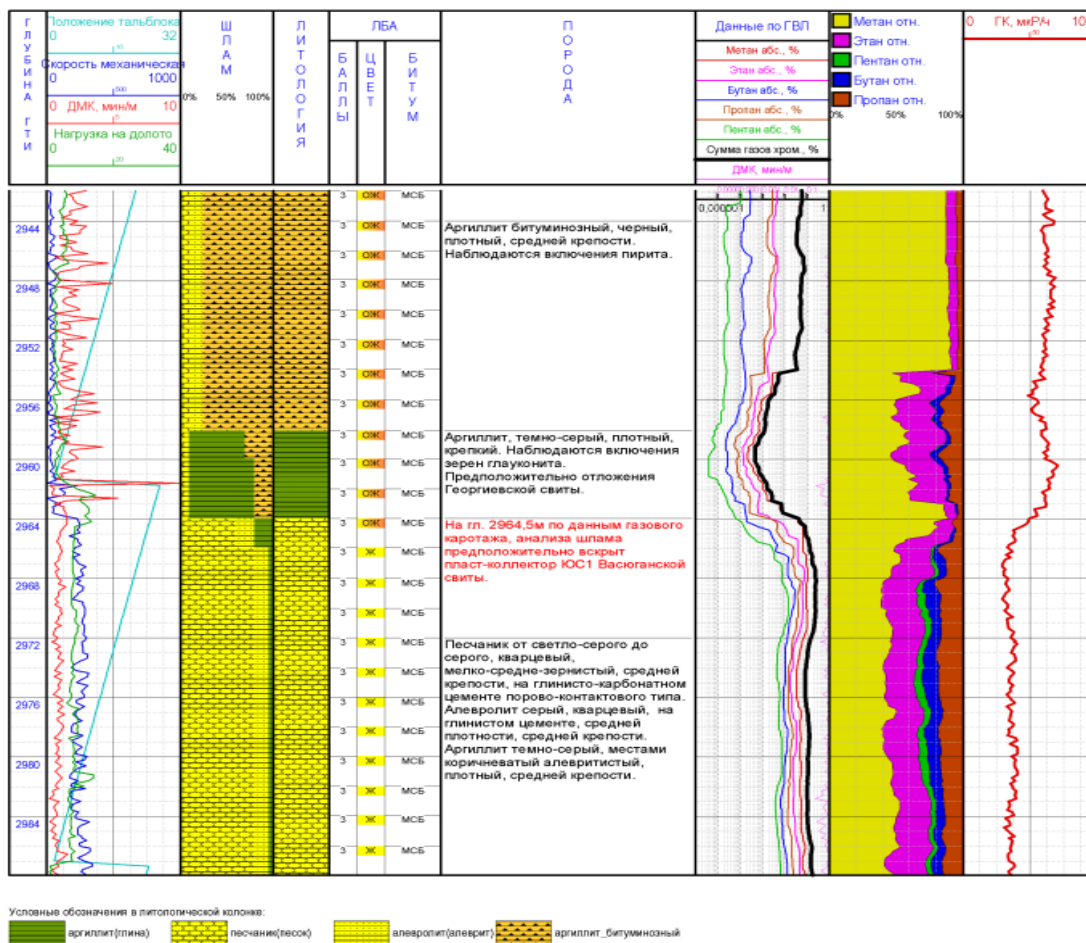


## СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ



**Рис. 4** Результаты геолого-геохимических исследований в программе Geodata

В результате проведенных геолого-геохимических исследований можно сделать вывод о том, что на гл. 2964,5 м вскрыт продуктивный пласт-коллектор ЮС1 васюганской свиты Тевлинско-Русскинского месторождения.

### Литература

1. Инструкция к проведению геолого-геохимических исследований ОАО «Когалымнефтегеофизика». – Когалым, 2013.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАНАЛОВ НИЗКОГО ФИЛЬТРАЦИОННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ В ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ-КОЛЛЕКТОРАХ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

**А.И. Бахлюстов**

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

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

Применение индикаторных (трассерных) исследований позволяет многократно увеличить информативность промысловых данных о разработке исследуемых объектов и, тем самым, значительно повысить эффективность принимаемых решений по воздействию на пласт.

Для определения величины проницаемости коллекторов сложных типов, кроме стандартных лабораторных методов, необходимо использовать данные промысловых трассерных исследований.

Целью настоящей работы является определение фильтрационных параметров пластов-коллекторов для контроля над процессом разработки на основе трассерных исследований.

Согласно тектоническому районированию месторождение относится к Александро-Пудинскому поясу мегавалов и расположено в центральной части крупной структуры II порядка Средневасюганского крупного вала.

Месторождение в соответствии с принятым районированием находится в Александровском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области.

Промышленная нефтегазоносность в пределах месторождения выявлена в пласте Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> васюганской свиты верхнего отдела юрской системы. Толщина отложений васюганской свиты – до 50-70 м.

В литологическом отношении пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> сложен мелкозернистыми, тонко-мелкозернистыми, буровато-светло-коричневыми песчаниками, нефтенасыщенными песчаниками, в которых отмечаются прослои песчаников карбонатных толщиной 0,17-0,68 м. Аргиллиты углистые темно-серые до черных, тонкослоистые, обогащенные УРД.

Проницаемая часть пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> выдержана по всей площади месторождения. По многим скважинам отмечается ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов к подошвенной части пласта. Диапазон изменения абсолютной проницаемости пород находится в пределах от 1,2 до 55,9 мД, в среднем проницаемость составляет 39 мД.

Таким образом, можно отметить неоднородность фильтрационных и емкостных параметров песчаников пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>. Причем отмечается переслаивание прослоев с улучшенными и пониженными коллекторскими свойствами.

Трассерные (индикаторные) исследования позволяют установить и оценить гидродинамическую связь между нагнетательной и добывающими скважинами, между различными продуктивными горизонтами, достоверно определить объем высокопроизводительной части межскважинной зоны пласта [1, 2].

Для оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие с определением скорости фильтрации и объема возможных техногенных и тектонических трещин на объект Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> исследуемого месторождения определены семь нагнетательных скважин объекта эксплуатации Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>.

Приместность нагнетательных скважин на момент закачки изменялась от 210 м<sup>3</sup>/сут до 280 м<sup>3</sup>/сут (в среднем 236 м<sup>3</sup>/сут), при давлении нагнетания от 11 МПа до 18 МПа (в среднем 16 МПа). Общий объем меченой жидкости на каждой скважине составлял 6 м<sup>3</sup>.

В пяти исследуемых нагнетательных скважинах обнаружена развитая сеть высокопроницаемых каналов, обусловленная наличием в пласте Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> коллекторов с улучшенными ФЕС и обширной техногенной трещиноватостью. Количество каналов по нагнетательным скважинам варьирует от 23 до 52. Общий объем каналов для исследуемых нагнетательных скважин изменяется от 1182 до 4862 м<sup>3</sup>. Основная масса индикатора продвигается к исследуемым добывающим скважинам со скоростью 10-400 м/час. Большая дифференциация скоростей свидетельствует о резкой фильтрационной неоднородности выявленных каналов.

Средние проницаемости каналов по исследуемым нагнетательным скважинам варьируют от 9,5 до 103,2 мкм<sup>2</sup>. В пределах района работ средняя проницаемость составила 36,3 мкм<sup>2</sup>, что значительно выше проницаемости коллекторов изучаемых пластов.

На основании распределения индикатора в исследуемых добывающих скважинах по массе и скорости можно сделать вывод, что масса переносимого индикатора находится как в прямой, так и в обратной зависимости от скорости продвижения по объекту Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>.

Основная масса переносимого индикатора (58%) находится в зоне высоких (более 300 м/час) скоростей, что свидетельствует о преимущественном существовании техногенной трещиноватости. Наличие зоны низких (до 30 м/час) скоростей объясняется работой поровой матрицы, возможно, свидетельствует о возникновении процесса образования техногенной трещиноватости.

Частично образованию и развитию техногенной трещиноватости в условиях порового коллектора способствуют фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов. На участках исследуемых нагнетательных скважин техногенная трещиноватость в большей степени развивается в направлениях повышенных эффективных толщин, которые также хорошо коррелируются со структурным фактором.

В большей степени образование и развитие техногенной трещиноватости в условиях порового коллектора происходит за счет применения различных методов интенсификации добычи нефти, таких как большеобъемный гидроразрыв пласта и форсированные отборы жидкости в добывающих скважинах, а также закачка значительных объемов закачиваемой в пласт воды в нагнетательных скважинах. Превышение давления нагнетания над критическим давлением в нагнетательных скважинах, либо создание депрессионных воронок в добывающих скважинах приводит к трансформации порового коллектора в трещиновато-поровый. На участках исследуемых нагнетательных скважин техногенная трещиноватость развивается в направлениях от нагнетательных скважин, находящихся в зонах повышенных пластовых давлений, к добывающим скважинам, находящимся в зонах пониженных пластовых давлений.

С целью повышения эффективности выработки запасов на участках с непроизводительной закачкой нагнетаемой в пласт воды, характеризующихся наличием большого количества промытых каналов фильтрации и высокими скоростями передвижения по ним закачиваемых флюидов, рекомендуется применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) – циклическое заводнение, методы перемены фильтрационных потоков, физико-химические методы, термозаводнение, применение загустителей нагнетаемой воды с целью снижения вязкостной дифференциации и др.

Внедрение эффективных методов физико-химического воздействия в трещиноватых коллекторах создает искусственные фильтрационные сопротивления в этих каналах. Следует отметить, что технология изоляции каналов высокой проводимости путем закачки специальных составов в пласт через нагнетательные скважины состоит не только в их тампонировании, но и в предупреждении образования новых. Поэтому после тампонирования необходимо снижение приместности нагнетательных скважин до установленной величины (установка штуцера на устье нагнетательной скважины). Кроме того, необходимо вести жесткий контроль за режимом работы нагнетательных скважин (приместность, давление нагнетания).

Основным инструментом, которым необходимо осуществлять изменение давлений и кинематики фильтрационных потоков, являются нагнетательные скважины. Их периодическая остановка или перераспределение объемов закачки между нагнетательными скважинами будет вызывать перераспределение давлений в залежи и изменения направлений фильтрационных потоков. Эти мероприятия позволят равномерно распределить выработку запасов нефти по пласту [4].

С этой целью необходимо производить обработку скважин комбинированными геле- и осадкообразующими технологиями в сочетании с интегрированными методами нестационарного адресного воздействия (циклическая закачка и пр.). Организация циклического воздействия в оптимальном режиме на основе установления времени цикла обеспечит максимально возможное выравнивание скоростей фильтрационных потоков в слоисто-неоднородном коллекторе.

#### Литература

1. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. – М.: Недра, 1974. – 200 с.
2. Никаноров А.М. Методы нефтегазопромысловых гидрогеологических исследований. – М.: Недра, 1977. – 255 с.
3. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М.: Недра, 1986. – 158 с.
4. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М.: Недра, 1986. – 180 с.

### **ЗАКОНОМЕРНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ДВИЖЕНИЙ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА**

**К.В. Беляева**

Научный руководитель старший преподаватель О.К. Абрамович

*Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины, г. Гомель, Беларусь*

Анализ и обобщение результатов современных движений земной поверхности и вариаций геофизических полей во времени, а также различных геохимических параметров среды, включая залежи углеводородов, проведены для специальных геодинамических полигонов, расположенных на территории крупных осадочных (нефтегазоносных) бассейнов, в том числе и в Республике Беларусь.

Изучаемые осадочные бассейны и отдельные их части существенно различаются строением и эволюцией земной коры, осадочной толщи, типом и интенсивностью вулканизма, уровнем сейсмичности и другими важными особенностями, характеризующими как геолого-структурные и геодинамические особенности, так и условия размещения и формирования залежей углеводородов [2].

Для интенсивного освоения некоторых регионов требуется изучение динамики движения земной коры, а для перспективного развития каждого из них – отдельно по каждому параметру. Требуется дальнейшее изучение деформаций земной поверхности с тем, чтобы не допускать таких нежелательных явлений, какие были, например, на Апшеронском полуострове: где из-за деформации земной коры произошло большое количество разрушений водопроводов, нефтепроводов и других, в том числе строительных, сооружений. В последние годы более регулярно организуются наблюдения за деформациями земной коры, особенно в районах активной хозяйственной деятельности. Для Беларуси это территория Припятского прогиба [3]. В административном отношении исследуемая территория расположена в пределах Речицкого, Светлогорского, Калинковичского, Хойникского, Октябрьского, Будакошелевского и Жлобинского районов Гомельской области Республики Беларусь. Крупными населенными пунктами являются города Речица, Светлогорск, Жлобин, Калинковичи, Хойники, Буда-Кошелево с железнодорожными узловыми станциями, речными портами и связанными между собой шоссевыми дорогами. В Припятском прогибе большинство месторождений состоит в значительной мере из низкопроницаемых коллекторов, заключающих трудноизвлекаемые запасы нефти. Отличительной особенностью карбонатных коллекторов можно считать резко выраженную неоднородность структуры емкостного пространства, состоящего в общем случае из пор, каверн, трещин и различного рода полостей выщелачивания, находящихся в состоянии сообщаемости в результате широко развитой сети микротрещин. Межсолевая толща представлена двумя типами коллекторов – поровым и смешанным – порово-кавернозно-трещинным. Для подсолевой толщи характерны смешанные типы – трещинно-кавернозно-поровый, кавернозно-трещинно-поровый и порово-трещинно-кавернозный. В структурно-тектоническом отношении участок исследования расположен в пределах Северо-Припятского сбросово-блокового уступа Северного района Припятской нефтегазоносной области и является частью высокоперспективной Судовицко-Березинской зоны нефтенакпления.

Для комплексного изучения деформации земной поверхности созданы геодинамические полигоны, на которых систематически выполняются геодезические исследования, одновременно с этим ведутся большие работы по изучению устойчивости геодезических реперов и марок. Наиболее активно геодинамический мониторинг выполнялся в 80 – 90 годах.

Нетектонический характер современных вертикальных движений земной поверхности проявляется в результате длительных разработок газовых месторождений в виде сдвигов земной поверхности при землетрясениях. На нефтяных месторождениях при закачивании воды из подземных водоисточников при длительных разработках и при воздействии усилий тектонического характера порой отмечаются опускания земной поверхности [3].

Все эти виды современных вертикальных движений земной поверхности для каждого региона нефтяных и газовых месторождений имеют свои особенности. Закономерность современных вертикальных движений земной коры хорошо обнаруживается в результате повторных многократных нивелирных измерений, результаты которых необходимо учитывать при обустройстве, проектировании и строительстве в этих регионах.

Деформации и просадки земной поверхности обнаруживаются лишь по достижении ими опасных значений, а также по результатам их воздействия на системы и объекты обустройства нефтегазопромыслов: деформации